



UNIVERSIDADE FEDERAL DO AMAZONAS  
FACULDADE DE TECNOLOGIA  
ENGENHARIA ELÉTRICA - ELETROTÉCNICA

Análise Energética e da Justiça de Corte na Aplicação do Controle  
*Volt-Watt* com uso da Solução de Barganha de Nash em Redes de  
Distribuição de Baixa Tensão sob Conexão Massiva de Geração Fotovoltaica

Nelson Gabriel Pinto da Silva

MANAUS-AM

2025

Nelson Gabriel Pinto da Silva

Análise Energética e da Justiça de Corte na Aplicação do Controle *Volt-Watt* com uso da Solução de Barganha de Nash em Redes de Distribuição de Baixa Tensão sob Conexão Massiva de Geração Fotovoltaica

Monografia apresentada à Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica - Eletrotécnica da Universidade Federal do Amazonas, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Luiz Eduardo Sales e Silva

MANAUS-AM

2025

#### Ficha Catalográfica

Elaborada automaticamente de acordo com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

---

S586a Silva, Nelson Gabriel Pinto da  
Análise Energética e da Justiça de Corte na Aplicação do Controle Volt-Watt com uso da Solução de Barganha de Nash em Redes de Distribuição de Baixa Tensão sob Conexão Massiva de Geração Fotovoltaica / Nelson Gabriel Pinto da Silva. - 2025.  
170 f. : il., color. ; 31 cm.

Orientador(a): Luiz Eduardo Sales e Silva.  
Faculdade de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica,  
Manaus\AM, 2025.

1. Geração distribuída fotovoltaica. 2. Redes elétricas inteligentes.  
3. Controle Volt-Watt. 4. Solução de barganha de Nash. 5.  
OpenDSS. I. Silva, Luiz Eduardo Sales e. II. Universidade Federal  
do Amazonas. Faculdade de Tecnologia. Curso de Engenharia  
Elétrica. III. Título


---

Nelson Gabriel Pinto da Silva

Análise Energética e da Justiça de Corte na Aplicação do Controle *Volt-Watt* com uso da Solução de Barganha de Nash em Redes de Distribuição de Baixa Tensão sob Conexão Massiva de Geração Fotovoltaica


Monografia apresentada à Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica - Eletrotécnica da Universidade Federal do Amazonas, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Data da Defesa: 15 de dezembro de 2025.

Documento assinado digitalmente  
 **LUIZ EDUARDO SALES E SILVA**  
Data: 15/12/2025 20:26:16-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>


---

Prof. Dr. Luiz Eduardo Sales e Silva  
Orientador  
Departamento de Eletricidade - UFAM

Documento assinado digitalmente  
 **ANDREY DA COSTA LOPES**  
Data: 16/12/2025 08:30:02-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

---

Prof. Dr. Andrey da Costa Lopes  
Universidade Federal do Amapá - UNIFAP

Documento assinado digitalmente  
 **RAPHAEL DE SOUZA NUNES**  
Data: 15/12/2025 23:32:43-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

---

Me. Eng. Raphael de Souza Nunes  
Doutorando em Engenharia Elétrica - UFAM

MANAUS-AM

2025

*Dedico este trabalho, com todo o meu amor e gratidão, à minha mãe, que sempre acreditou em mim e esteve ao meu lado em cada etapa desta jornada. Sua força, carinho e apoio incondicional foram fundamentais para que eu chegasse até aqui. Dedico também à minha família, pelo suporte, pela compreensão e pelo incentivo nos momentos mais difíceis, tornando esta conquista possível. Em especial, dedico à memória do meu pai e da minha avó, que, mesmo não estando mais presentes fisicamente, continuam vivos em minhas lembranças, nos valores que me ensinaram e em tudo aquilo que me tornei. Este trabalho também é por vocês e para vocês.*

# Agradecimentos

Agradeço, em primeiro lugar, a Deus, pela vida, pela saúde e pela perseverança concedidas ao longo desta caminhada.

À minha mãe Meire e à minha família, deixo minha gratidão mais profunda. O carinho, o apoio incondicional, a compreensão nos momentos de ausência e o incentivo contínuo foram fundamentais para que eu chegasse até aqui. Cada conquista deste trabalho carrega um pouco do esforço, do sacrifício e do amor de vocês.

Registro também meus sinceros agradecimentos ao meu orientador, Luiz Eduardo, pela orientação atenta, pelas contribuições técnicas, pelas críticas construtivas e pela confiança depositada neste trabalho. Sua dedicação e disponibilidade foram essenciais para o desenvolvimento desta pesquisa e para minha formação acadêmica.

Por fim, agradeço a todas as pessoas que passaram pela minha vida e, de alguma forma, contribuíram para minha trajetória, seja por meio de ensinamentos, conselhos, exemplos ou mesmo desafios. Cada experiência, positiva ou difícil, trouxe aprendizados que me ajudaram a amadurecer como pessoa e como profissional.

*“O segredo da existência humana não está apenas em viver, mas também em saber para que se vive.”*

*(Fiódor Dostoiévski )*

# Resumo

O presente trabalho investiga o impacto da elevada penetração de geração distribuída fotovoltaica em redes de distribuição, com ênfase no controle de tensão, nas perdas técnicas e na equidade entre os agentes conectados. Inicialmente, apresenta-se os princípios operacionais dos inversores em redes elétricas inteligentes, destacando-se as funções de controle *Volt-Watt* e *Volt-Var* e seus efeitos sobre a capacidade de hospedagem da rede. Em seguida, introduz-se o *software OpenDSS* e a Teoria dos Jogos, com foco em jogos cooperativos e na Solução de Barganha de Nash(SBN) como instrumento para modelar a tomada de decisão coordenada entre múltiplos prosumidores. A metodologia proposta integra a SBN ao algoritmo de controle do *OpenDSS*, permitindo a simulação de diferentes níveis de penetração de geração distribuída sob diferentes cenários de operação: operação sem controle, controle local baseado em corte de potência ativa e controle cooperativo via SBN. Os resultados obtidos evidenciam que a operação sem controle torna-se tecnicamente inviável em altas penetrações, em razão de sobretensões e do crescimento acentuado das perdas. Além disso, verifica-se o fato dos controles baseados em cortes de potência terem grande eficácia na mitigação de violações de tensão, porém à custa de maior corte de geração e degradação da justiça entre usuários. Em contraste, a aplicação da SBN demonstra capacidade superior de conciliar a manutenção dos limites de tensão, a redução de perdas técnicas e uma distribuição mais equitativa dos impactos operacionais entre os prosumidores.

**Palavras-chave:** Geração distribuída fotovoltaica, Redes elétricas inteligentes, Controle *Volt-Watt*, Teoria dos jogos, Solução de barganha de Nash, OpenDSS.

# Abstract

The present work investigates the impact of high penetration of distributed photovoltaic generation in distribution networks, with emphasis on voltage control, technical losses, and equity among connected agents. First, the operational principles of inverters in smart grids are presented, with particular focus on the Volt-Watt and Volt-Var control functions and their effects on the network's hosting capacity. Next, the OpenDSS software and Game Theory are introduced, with emphasis on cooperative games and the Nash Bargaining Solution (NBS) as a tool to model coordinated decision-making among multiple prosumers. The proposed methodology integrates the NBS into the OpenDSS control algorithm, enabling the simulation of different levels of distributed generation penetration and various control strategies: operation without control, local control based on standard curves, and cooperative control via NBS. The obtained results show that operation without control becomes technically unfeasible at high penetration levels due to overvoltages and the sharp increase in losses. It is also observed that local control mitigates voltage violations, though at the cost of greater generation curtailment and reduced fairness among users. In contrast, the application of the NBS demonstrates a superior ability to reconcile voltage limit compliance, reduction of technical losses, and a more equitable distribution of operational impacts among prosumers.

**Keywords:** photovoltaic distributed generation, smart grids, volt-watt control, game theory, Nash bargaining solution, OpenDSS.

# Lista de Figuras

1.1	Energia Solar Instalada em 2024 no Mundo. Fonte: Adaptado de Solar-PowerEurope (2025). . . . .	3
2.1	Fluxo unidirecional em um alimentador com estrutura radial tradicional. Fonte: Junior (2018). . . . .	12
2.2	Fluxo bidirecional em um alimentador com alta penetração de GD. Fonte: Junior (2018). . . . .	13
2.3	Curva característica do controle VW. Fonte: Junior (2018). . . . .	15
2.4	curva característica do controle VW em carregadores. Fonte: Santos et al. (2023). . . . .	16
2.5	Curva característica da curva VV. Fonte: Santos et al. (2023). . . . .	17
2.6	Diagrama de blocos do modelo PVSystem. Fonte: Rocha (2016). . . . .	23
2.7	Diagrama de blocos do modelo Storage. Fonte: Adaptado de Rocha (2016). . . . .	28
2.8	Algoritmo interno de controle do <i>OpenDSS</i> . Fonte: Adaptado de Rocha (2016). . . . .	31
2.9	Representação do funcionamento do <i>InvControl</i> . Fonte: Autor. . . . .	32
4.1	Diagrama Unifilar da Rede Teste. Fonte: Autor. . . . .	55
4.2	Alocações dos SFVs na Rede. Fonte: Autor. . . . .	58
4.3	Curva do CVW no formato padrão indicado pelo IEEE. Fonte: Autor. . . . .	59
4.4	Curvas do CVW utilizadas para aplicação da SBN considerando as recomendações do IEEE. Fonte: Autor. . . . .	60
4.5	Curvas do CVW utilizadas para aplicação da SBN considerando as recomendações do PRODIST. Fonte: Autor. . . . .	61
4.6	Algoritmo para aplicação da SBN dentro do ambiente do OpenDSS. Fonte: Autor. . . . .	66

---

5.1	Cenários simulados com CVW fixas na simulação. Fonte: Autor. . . . .	69
5.2	Cenários simulados com CVW adaptativo na simulação. Fonte: Autor. . .	70
5.3	Irradiância solar ao longo do dia em pu. Fonte: Autor. . . . .	71
5.4	Energia Gerada por cada SFV no caso Com Controle e Curva VW Padrão Fixa. Fonte: Autor. . . . .	76
5.5	Energia Gerada por cada SFV no caso Com Controle e Curva VW Moderada Fixa. Fonte: Autor. . . . .	77
5.6	Energia Gerada por cada SFV no caso Com Controle e Curva Relaxada Fixa. Fonte: Autor. . . . .	77
5.7	Energia Gerada por cada SFV no caso Com Controle e Curva Padrão Fixa. Fonte: Autor. . . . .	80
5.8	Energia Gerada por cada SFV no caso Com Controle e Curva Moderada Fixa. Fonte: Autor. . . . .	80
5.9	Energia Gerada por cada SFV no caso Com Controle e Curva Relaxada Fixa. Fonte: Autor. . . . .	81
5.10	Energia Gerada por cada SFV no caso Utilizando a SBN com Função Objetivo Independente das Perdas. Fonte: Autor. . . . .	84
5.11	Energia Gerada por cada SFV no caso Utilizando a SBN com Função Objetivo dependente das Perdas e fator $\alpha = 0,25$ . Fonte: Autor. . . . .	84
5.12	Energia Gerada por cada SFV no caso Utilizando a SBN com Função Objetivo dependente das Perdas e fator $\alpha = 0,5$ . Fonte: Autor. . . . .	85
5.13	Energia Gerada por cada SFV no caso Utilizando a SBN com Função Objetivo dependente das Perdas e fator $\alpha = 0,75$ . Fonte: Autor. . . . .	85
5.14	Energia Gerada por cada SFV no caso sem controle. Fonte: Autor. . . . .	88
5.15	Energia Gerada por cada SFV no caso Utilizando a SBN com Função Objetivo dependente das Perdas e fator $\alpha = 0,25$ . Fonte: Autor. . . . .	88
5.16	Energia Gerada por cada SFV no caso Utilizando a SBN com Função Objetivo dependente das Perdas e fator $\alpha = 0,5$ . Fonte: Autor. . . . .	89
5.17	Energia Gerada por cada SFV no caso Utilizando a SBN com Função Objetivo dependente das Perdas e fator $\alpha = 0,75$ . Fonte: Autor. . . . .	89
5.18	Matriz de comparação entre os cenários com penetração igual a 25%. Fonte: Autor. . . . .	92

---

5.19	Matriz de comparação entre os cenários com penetração igual a 50%. Fonte: Autor. . . . .	92
5.20	Matriz de comparação entre os cenários com penetração igual a 75%. Fonte: Autor. . . . .	93
5.21	Matriz de comparação entre os cenários com penetração igual a 100%. Fonte: Autor. . . . .	93
5.22	Matriz de Comparação Entre os Cenários com Penetração igual a 50%. Fonte: Autor. . . . .	95
5.23	Matriz de Comparação Entre os Cenários com Penetração igual a 75%. Fonte: Autor. . . . .	96
5.24	Matriz de Comparação Entre os Cenários com Penetração igual a 100%. Fonte: Autor. . . . .	96
5.25	Matriz de Comparação Entre os Cenários com Penetração igual a 25%. Fonte: Autor. . . . .	106
5.26	Matriz de Comparação Entre os Cenários com Penetração igual a 50%. Fonte: Autor. . . . .	107
5.27	Matriz de Comparação Entre os Cenários com Penetração igual a 75%. Fonte: Autor. . . . .	107
5.28	Matriz de Comparação Entre os Cenários com Penetração igual a 100%. Fonte: Autor. . . . .	108
5.29	Matriz de Comparação das Perdas Entre os Cenários com Penetração igual a 25%. Fonte: Autor. . . . .	117
5.30	Matriz de Comparação de Perdas Entre os Cenários com Penetração igual a 50%. Fonte: Autor. . . . .	118
5.31	Matriz de Comparação de Perdas Entre os Cenários com Penetração igual a 75%. Fonte: Autor. . . . .	118
5.32	Matriz de Comparação de Perdas Entre os Cenários com Penetração igual a 100%. Fonte: Autor. . . . .	119
5.33	Matriz de Comparação Entre os Cenários com Penetração igual a 25%. Fonte: Autor. . . . .	121
5.34	Matriz de Comparação Entre os Cenários com Penetração igual a 50%. Fonte: Autor. . . . .	121

---

5.35 Matriz de Comparação Entre os Cenários com Penetração igual a 75%.	
Fonte: Autor. . . . .	122
5.36 Matriz de Comparação Entre os Cenários com Penetração igual a 100%.	
Fonte: Autor. . . . .	122

# Lista de Tabelas

2.1	Descrição dos parâmetros utilizados para modelar um arranjo fotovoltaico no <i>OpenDSS</i> . . . . .	25
2.2	Descrição dos modelos utilizados para modelar um armazenador de energia no <i>OpenDSS</i> . . . . .	29
2.3	Descrição dos parâmetros utilizados para modelar o elemento <i>InvControl</i> no <i>OpenDSS</i> . . . . .	33
4.1	Elementos e conexões das barras . . . . .	56
4.2	Combinações de Curvas VW em uma rede com 2 SFVs. . . . .	61
5.1	Energia Total Gerada pelos SFVs. Fonte: Autor. . . . .	73
5.2	Análise da Energia no Cenário com CVW Fixo Utilizando a Curva Padrão. Fonte: Autor. . . . .	74
5.3	Análise da Energia no Cenário com CVW Fixo Utilizando a Curva Moderada. Fonte: Autor. . . . .	75
5.4	Análise da Energia no Cenário Com CVW Fixo e Utilizando a Curva Relaxada. Fonte: Autor. . . . .	75
5.5	Análise da Energia no Cenário CVW Fixo Utilizando Curva Padrão IEEE. Fonte: Autor. . . . .	78
5.6	Análise da Energia no Cenário Com CVW Fixo Utilizando Curva Moderada IEEE. Fonte: Autor. . . . .	78
5.7	Análise da Energia no Cenário Com CVW Fixo Utilizando Curva Relaxada IEEE. Fonte: Autor. . . . .	79
5.8	Análise da Energia no Cenário Utilizando a SBN com Função Objetivo não dependente das Perdas. Fonte: Autor. . . . .	82

5.9	Análise da Energia no Cenário Utilizando a SBN com Função Objetivo dependente das Perdas e fator $\alpha = 0,25$ . Fonte: Autor. . . . .	82
5.10	Análise da Energia no Cenário Utilizando a SBN com Função Objetivo dependente das Perdas e fator $\alpha = 0,5$ . Fonte: Autor. . . . .	82
5.11	Análise da Energia no Cenário Utilizando a SBN com Função Objetivo dependente das Perdas e fator $\alpha = 0,75$ . Fonte: Autor. . . . .	83
5.12	Análise da Energia no Cenário Utilizando a SBN com Função Objetivo Independente das Perdas. Fonte: Autor. . . . .	86
5.13	Análise da Energia no Cenário Utilizando a SBN com Função Objetivo dependente das Perdas e fator $\alpha = 0,25$ . Fonte: Autor. . . . .	86
5.14	Análise da Energia no Cenário Utilizando a SBN com Função Objetivo dependente das Perdas e fator $\alpha = 0,5$ . Fonte: Autor. . . . .	87
5.15	Análise da Energia no Cenário Utilizando a SBN com Função Objetivo dependente das Perdas e fator $\alpha = 0,75$ . Fonte: Autor. . . . .	87
5.16	Resumo dos cenários analisados. Fonte: Autor. . . . .	91
5.17	Análise da Tensão Máxima no Cenário Sem Controle. Fonte: Autor. . . . .	97
5.18	Análise da Tensão Máxima Com Controle Usando a Curva Padrão. Fonte: Autor. . . . .	98
5.19	Análise da Tensão Máxima Com Controle Usando a Curva Moderada. Fonte: Autor. . . . .	99
5.20	Análise da Tensão Máxima Com Controle Usando a Curva Relaxada. Fonte: Autor. . . . .	99
5.21	Análise da Tensão Máxima Com Controle Usando a Curva Padrão, Fonte: Autor. . . . .	100
5.22	Análise da Tensão Máxima Com Controle Usando a Curva Moderada. Fonte: Autor. . . . .	100
5.23	Análise da Tensão Máxima Com Controle Usando a Curva Relaxada. Fonte: Autor. . . . .	100
5.24	Análise da Tensão Máxima Com Controle Usando a SBN. Fonte: Autor. . . . .	101
5.25	Análise da Tensão Máxima Com Controle Usando a SBN com Função Objetivo Dependente das Perdas e $\alpha = 0,25$ . Fonte: Autor. . . . .	102

5.26	Análise da Tensão Máxima Com Controle Usando a SBN com Função Objetivo Dependente das Perdas e $\alpha = 0, 5$ . Fonte: Autor. . . . .	102
5.27	Análise da Tensão Máxima Com Controle Usando a SBN com Função Objetivo Dependente das Perdas e $\alpha = 0, 75$ . Fonte: Autor. . . . .	102
5.28	Análise da Tensão Máxima Com Controle Usando a SBN. Fonte: Autor. . . . .	104
5.29	Análise da Tensão Máxima Com Controle Usando a SBN com Função Objetivo Dependente das Perdas e $\alpha = 0, 25$ . Fonte: Autor. . . . .	104
5.30	Análise da Tensão Máxima Com Controle Usando a SBN com Função Objetivo Dependente das Perdas e $\alpha = 0, 5$ . Fonte: Autor. . . . .	104
5.31	Análise da Tensão Máxima Com Controle Usando a SBN com Função Objetivo Dependente das Perdas e $\alpha = 0, 75$ . Fonte: Autor. . . . .	105
5.32	Análise das Perdas Técnicas no Cenário Sem Controle. Fonte: Autor. . . . .	109
5.33	Análise das Perdas Técnicas Usando a Curva Padrão. Fonte: Autor. . . . .	110
5.34	Análise das Perdas Técnicas Usando a Curva Moderada. Fonte: Autor. . . . .	110
5.35	Análise das Perdas Técnicas Usando a Curva Relaxada. Fonte: Autor. . . . .	110
5.36	Análise das Perdas Técnicas Usando a Curva Padrão. Fonte: Autor. . . . .	111
5.37	Análise das Perdas Técnicas Usando a Curva Moderada. Fonte: Autor. . . . .	112
5.38	Análise das Perdas Técnicas Usando a Curva Relaxada. Fonte: Autor. . . . .	112
5.39	Análise das Perdas Técnicas Com Controle Usando a SBN. Fonte: Autor. . . . .	113
5.40	Análise das Perdas Técnicas Com Controle Usando a SBN com Função Objetivo Dependente das Perdas e $\alpha = 0, 5$ . Fonte: Autor. . . . .	113
5.41	Análise das Perdas Técnicas Com Controle Usando a SBN com Função Objetivo Dependente das Perdas e $\alpha = 0, 75$ . Fonte: Autor. . . . .	114
5.42	Análise das Perdas Técnicas Com Controle Usando a SBN com Função Objetivo Dependente das Perdas e $\alpha = 0, 25$ . Fonte: Autor. . . . .	114
5.43	Análise das Perdas Técnicas Com Controle Usando a SBN. Fonte: Autor. . . . .	115
5.44	Análise das Perdas Técnicas Com Controle Usando a SBN com Função Objetivo Dependente das Perdas e $\alpha = 0, 5$ . Fonte: Autor. . . . .	115
5.45	Análise das Perdas Técnicas Com Controle Usando a SBN com Função Objetivo Dependente das Perdas e $\alpha = 0, 75$ . Fonte: Autor. . . . .	116
5.46	Análise das Perdas Técnicas Com Controle Usando a SBN com Função Objetivo Dependente das Perdas e $\alpha = 0, 25$ . Fonte: Autor. . . . .	116

# Lista de Abreviaturas e Siglas

<b>CVW</b>	CONTROLE <i>VOLT-WATT</i>
<b>CH</b>	CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM
<b>DC</b>	<i>DIRECT CURRENT</i>
<b>DSS</b>	<i>Distribution System Simulation</i>
<b>DRC</b>	<i>DYNAMIC REACTIVE CURRENT</i>
<b>GD</b>	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
<b>I</b>	CORRENTE ELÉTRICA
<b>IEEE</b>	<i>INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS</i>
<b>J</b>	JOULE
<b>JFI</b>	<i>JAIN'S FAIRNESS INDEX</i>
<b>K</b>	KELVIN
<b>kVA</b>	<i>KILO VOLT-AMPÈRE</i>
<b>kVA</b>	<i>KILO VOLT-AMPÈRE</i> REATIVO
<b>kW</b>	<i>KILO WATT</i>
<b>SBN</b>	SOLUÇÃO DE BARGANHA DE NASH
<b>SFV</b>	SISTEMA FOTOVOLTAICO
$P_{el}$	POTÊNCIA ELÉTRICA
<b>PF</b>	FATOR DE POTÊNCIA
<b>RPS</b>	REGIME PERMANENTE SENOIDAL
<b>RDBT</b>	REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO
<b>T</b>	TEMPERATURA
<b>u</b>	FUNÇÃO UTILIDADE
<b>V</b>	<i>VOLT</i>

---

<b>VW</b>	<i>VOLT-WATT</i>
<b>VV</b>	<i>VOLT-VAR</i>
$V_{nom}$	TENSÃO NOMINAL
<b>W</b>	<i>WATT</i>
<b>X</b>	REATÂNCIA
<b>Y</b>	ADMITÂNCIA
<b>Z</b>	IMPEDÂNCIA

# Sumário

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>1</b>
1.1	Considerações Iniciais . . . . .	1
1.2	Contextualização . . . . .	2
1.3	Justificativa . . . . .	4
1.4	Estado da Arte . . . . .	5
1.5	Objetivos . . . . .	7
1.5.1	Objetivos Geral . . . . .	7
1.5.2	Objetivos Específicos . . . . .	7
1.6	Estrutura do Trabalho . . . . .	8
<b>2</b>	<b>Princípios Operacionais de Inversores Fotovoltaicos e Ferramentas de Simulação para Análise em Redes de Distribuição</b>	<b>10</b>
2.1	Introdução . . . . .	10
2.2	Impactos da Conexão de Sistemas Fotovoltaicos em uma RDBT . . . . .	11
2.2.1	Sobrecarga de Elementos . . . . .	11
2.2.2	Inversão do Fluxo de Potência e a Sobretensão . . . . .	12
2.2.3	Desequilíbrio de Tensão . . . . .	13
2.3	Funções Inteligentes Embarcadas em Inversores e Carregadores . . . . .	14
2.3.1	Visão Geral . . . . .	14
2.3.2	Função <i>Volt-Watt</i> . . . . .	14
2.3.2.1	Problemas Técnicos e Econômicos Associados . . . . .	16
2.3.3	Função <i>Volt-Var</i> . . . . .	16
2.3.3.1	Problemas Técnicos e Econômicos Associados . . . . .	18
2.4	Simulações Computacionais . . . . .	18
2.5	<i>Software</i> OpenDSS . . . . .	20

---

2.5.1	Modos de Simulação . . . . .	20
2.5.2	Fluxo de Potência no OpenDSS . . . . .	21
2.5.2.1	Método Padrão do OpenDSS . . . . .	22
2.5.3	O modelo PVSystem e Storage . . . . .	22
2.5.3.1	O modelo <i>PVSystem</i> . . . . .	23
2.5.3.2	O elemento <i>Storage</i> . . . . .	27
2.6	Implementação de Controles no OpenDSS . . . . .	30
2.6.1	Algoritmo de Controle Interno do OpenDSS . . . . .	30
2.6.2	O modelo <i>InvControl</i> . . . . .	32
2.7	A Biblioteca <i>py_dss_interface</i> . . . . .	35
2.7.1	Vantagens do <i>py_dss_interface</i> em relação a interface <i>COM</i> . . . . .	36
2.8	Considerações Finais . . . . .	36
<b>3</b>	<b>Introdução à Teoria dos Jogos</b> . . . . .	<b>38</b>
3.1	Introdução . . . . .	38
3.2	Introdução à Teoria dos Jogos aplicada à Rede de Distribuição . . . . .	38
3.2.1	Conceitos Fundamentais de Jogos Cooperativos . . . . .	40
3.2.2	As Soluções de Jogos Cooperativos . . . . .	42
3.2.2.1	Valor de Shapley . . . . .	44
3.2.2.2	O Núcleo . . . . .	44
3.2.2.3	Nucleolus . . . . .	45
3.2.2.4	A solução de Barganha de Nash . . . . .	45
3.3	Problema da Barganha . . . . .	46
3.4	Os axiomas de Nash . . . . .	49
3.4.1	Axioma da Invariância . . . . .	49
3.4.2	Axioma da Simetria . . . . .	50
3.4.3	Axioma da Independência de Alternativas Irrelevantes . . . . .	50
3.4.4	Axioma da Eficiência de Pareto . . . . .	51
3.5	O Teorema de Barganha de Nash . . . . .	52
3.5.1	Extensão da SBN para mais de 2 jogadores . . . . .	52
3.6	Considerações Finais . . . . .	53

---

<b>4</b>	<b>Aplicação da Solução de Barganha de Nash no Algoritmo de Controle do OpenDSS</b>	<b>54</b>
4.1	Introdução . . . . .	54
4.2	Análise da Rede Escolhida para Teste . . . . .	55
4.2.1	Escolha das Barras para Inserção dos Sistemas Fotovoltaicos . . . . .	57
4.2.2	Configuração da Função <i>Volt-Watt</i> nos Inversores Inteligentes dos Sistemas Fotovoltaicos . . . . .	59
4.3	Modelagem Matemática dos Elementos de Jogos Cooperativos para a Solução de Barganha . . . . .	62
4.3.1	Função Utilidade dos Sistemas Fotovoltaicos . . . . .	63
4.3.2	Função Objetivo da Solução de Barganha de Nash . . . . .	64
4.4	Aplicação do Algoritmo de Controle no OpenDSS . . . . .	65
4.4.1	Algoritmo de Controle Personalizado no OpenDSS com o uso da Solução de Barganha de Nash . . . . .	65
4.5	Considerações Finais . . . . .	65
<b>5</b>	<b>Análise dos Resultados</b>	<b>68</b>
5.1	Introdução . . . . .	68
5.2	Descrição dos Cenários Simulados . . . . .	68
5.2.1	Configurações da Simulação . . . . .	71
5.2.2	Indicadores Analisados . . . . .	72
5.3	Análise da Energia Gerada pelos Sistemas Fotovoltaicos . . . . .	73
5.3.1	Sem Controle . . . . .	73
5.3.2	Mitigação com Controle <i>Volt-Watt</i> Tradicional . . . . .	74
5.3.2.1	Curvas Brasileiras . . . . .	74
5.3.2.2	Curvas IEEE . . . . .	78
5.3.3	Mitigação com Controle <i>Volt-Watt</i> usando a Solução de Barganha de Nash . . . . .	81
5.3.3.1	Curvas Brasileiras . . . . .	81
5.3.3.2	Curvas IEEE . . . . .	86
5.3.4	Comparação entre Cenários . . . . .	90
5.4	Análise das Tensões na Rede . . . . .	97
5.4.1	Sem Controle . . . . .	97

---

5.4.2	Mitigação com Controle <i>Volt-Watt</i> Tradicional . . . . .	98
5.4.2.1	Curvas de Acordo com as Normas Brasileiras . . . . .	98
5.4.2.2	Curvas de Acordo com as Normas do IEEE . . . . .	99
5.4.3	Mitigação com Controle <i>Volt-Watt</i> usando a Solução de Barganha de Nash . . . . .	101
5.4.3.1	Curvas de Acordos com as Normas Brasileiras . . . . .	101
5.4.3.2	Curvas de Acordos com as Normas do IEEE . . . . .	103
5.4.4	Comparação entre Cenários . . . . .	106
5.5	Análise das Perdas Técnicas na Rede . . . . .	109
5.5.1	Sem Controle . . . . .	109
5.5.2	Mitigação com Controle <i>Volt-Watt</i> Tradicional . . . . .	110
5.5.2.1	Curvas de Acordo com as Normas Brasileiras . . . . .	110
5.5.2.2	Curvas de Acordo com as Normas IEEE . . . . .	111
5.5.3	Mitigação com Controle <i>Volt-Watt</i> usando a Solução de Barganha de Nash . . . . .	113
5.5.3.1	Curvas de Acordo com as Normas Brasileiras . . . . .	113
5.5.3.2	Curvas de Acordo com o IEEE . . . . .	115
5.5.4	Comparação entre Cenários . . . . .	117
5.6	Comparação Final entre Parâmetros Analisados . . . . .	120
5.6.1	Penetração de 25% . . . . .	123
5.6.2	Penetração de 50% e 75% . . . . .	123
5.6.3	Penetração de 100% . . . . .	125
5.7	Considerações Finais . . . . .	126
<b>6</b>	<b>Conclusão</b> . . . . .	<b>127</b>
6.1	Trabalhos Futuros . . . . .	128
	<b>Referências Bibliográficas</b> . . . . .	<b>129</b>
<b>A</b>	<b>Código Utilizando para Implementação da SBN</b> . . . . .	<b>133</b>

# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1 Considerações Iniciais

A expansão contínua da geração fotovoltaica nas Redes de Distribuição de Baixa Tensão (RDBTs) tem promovido transformações substanciais no paradigma tradicional de operação do sistema elétrico. Tal modificação contribui para a diversificação da matriz energética e para a mitigação das emissões de gases poluentes, ao mesmo tempo em que impõe novos desafios técnicos, incluindo a elevação e desequilíbrio de tensão, o aumento das perdas elétricas, operação inadequada de equipamentos de regulação de tensão, sobrecarga em alimentadores de distribuição e a confiabilidade do sistema de proteção da rede ([Karimi et al., 2015](#)).

Na literatura encontram-se mecanismos de controle para mitigar os problemas decorrentes da inserção de Sistemas Fotovoltaicos (SFVs) em uma RDBT. Em especial, destaca-se o Controle *Volt-Watt* (CVW), no qual emprega-se uma estratégia de corte da potência ativa em função da tensão no terminal do elemento controlado, a sua eficiência é elevada pelo fato de uma RDBT apresentar baixa relação  $X/R$ , isto é, o valor de  $R$  é muito superior ao valor de  $X$ . Assim, a variação de tensão é mais sensível às mudanças de potência ativa do que a potência reativa. Portanto, o controle da sobretensão é mais eficiente via potência ativa do que via potência reativa ([Janssen et al., 2024](#)).

Embora eficaz na mitigação dos problemas citados, o controle Volt-Watt acarreta cortes na potência ativa, gerando impactos econômicos negativos para os proprietários de sistemas fotovoltaicos, especialmente aqueles localizados em pontos mais distantes da subestação, onde as sobretensões são mais intensas e demandam cortes maiores de geração.

Além da questão econômica, o CVW também apresenta um desafio de equidade, uma vez que penaliza de forma desigual os diferentes geradores fotovoltaicos conectados à rede.

Por outro lado, a ausência de restrições à injeção de potência ativa tende a provocar aumentos nas perdas técnicas e nas violações dos limites de tensão da rede, evidenciando, portanto, um conflito de interesses entre a maximização dos benefícios econômicos para os SFVs e a manutenção dos indicadores de qualidade de energia do sistema de distribuição.

Nesse contexto, a Teoria dos Jogos emerge como uma abordagem promissora para modelar a interação estratégica dos SFVs. Em particular, a Solução de Barganha de Nash oferece um mecanismo para alcançar acordos equilibrados, conciliando geração fotovoltaica e desempenho elétrico da rede. Assim, este trabalho propõe aplicar a SBN na parametrização do CVW, visando reduzir perdas, melhorar a estabilidade de tensão e proporcionar uma operação justa na geração de energia.

## 1.2 Contextualização

Nos últimos anos a energia solar fotovoltaica vem ganhando destaque como a principal fonte impulsionadora da expansão da capacidade renovável em escala global, com adições anuais recordes e trajetória consistente de crescimento. De acordo com a [SolarPowerEurope \(2025\)](#), as instalações solares fotovoltaicas globais atingiram a marca de 597 GW instaladas em 2024, representando um crescimento de 33% em relação a 2023. A China é o país com a maior porcentagem da contribuição na capacidade instalada nesse ano, seguido dos Estados Unidos, Índia e Brasil. A Figura 1.1 representa o quanto cada país contribuiu para a expansão da energia solar nesse estudo.

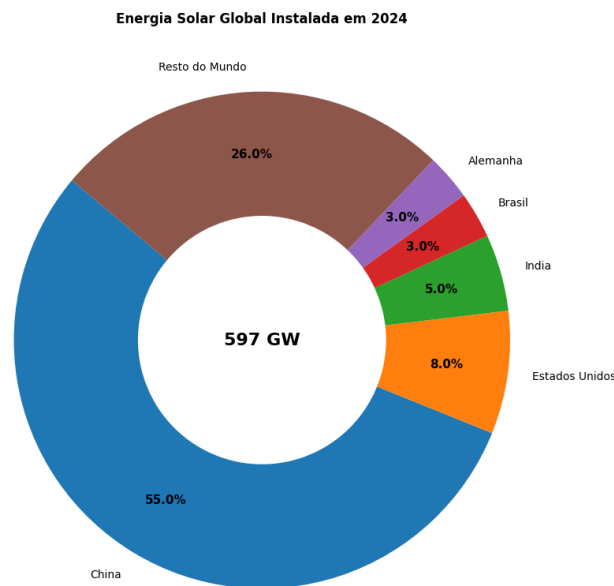


Figura 1.1: Energia Solar Instalada em 2024 no Mundo. Fonte: Adaptado de [SolarPowerEurope \(2025\)](#).

Contudo, essa descentralização da geração impõe desafios significativos às redes de distribuição. Projetadas historicamente para um fluxo de energia unidirecional — das subestações aos consumidores —, essas redes veem sua dinâmica alterada pela inserção massiva de Geração Distribuída (GD), que introduz o fenômeno do fluxo reverso de potência. Quando a geração local supera a demanda em determinados trechos da rede, ocorrem elevações nos níveis de tensão e um aumento não linear das perdas técnicas, fenômenos que podem comprometer a qualidade da energia, a vida útil dos equipamentos e a estabilidade operacional do sistema.

À medida que os níveis de penetração de geração distribuída aumentam, a infraestrutura física existente aproxima-se de seus limites operacionais, conceito conhecido como Capacidade de Hospedagem (CH). Essa crescente inserção de GD introduz desafios técnicos, como variações de tensão e fluxos reversos de potência. Nesse contexto, as redes inteligentes (*Smart Grids*) ao fazerem uso dos recursos de medição, comunicação e controle distribuído permitem uma operação mais flexível, automatizada e eficiente e tornam-se uma ferramenta essencial para mitigar esses efeitos e ampliar a CH sem recorrer a elevados custos de reforço da rede. Entre as soluções viabilizadas por essa abordagem, destacam-se os inversores inteligentes, que permitem regular a tensão localmente por meio de curvas de controle como a função  $\textit{Volt-Watt}$ .

Entretanto, abordagens puramente locais podem resultar em inequidades operacionais, penalizando desproporcionalmente os usuários situados em pontos eletricamente desfavoráveis da rede através de cortes excessivos na geração de energia. Nesse contexto, a pesquisa por estratégias de controle avançadas move-se em direção a métodos de otimização coordenada e cooperativa, como a SBN. Tais abordagens buscam não apenas garantir a conformidade técnica dos níveis de tensão e a eficiência energética, mas também promover uma distribuição justa dos recursos da rede, equilibrando os interesses individuais dos prosumidores com as restrições físicas da operadora do sistema. É nessa intersecção entre viabilidade técnica, eficiência econômica e justiça operacional que este trabalho se insere.

### 1.3 Justificativa

A presente pesquisa justifica-se pela necessidade crescente de compreender os impactos técnicos da elevada penetração de Geração Distribuída Fotovoltaica (GDF) em redes de distribuição, especialmente em sistemas de baixa tensão. A expansão acelerada da GDF, impulsionada por políticas de incentivo e pela redução de custos dos módulos fotovoltaicos, tem modificado o perfil tradicional de fluxo de potência, introduzindo condições operativas não previstas no planejamento original das redes. Nesse cenário, problemas como elevação de tensão, aumento de perdas técnicas, desequilíbrios entre usuários e uso ineficiente da infraestrutura existente torna-se cada vez mais frequentes e demandam soluções de controle e coordenação mais sofisticadas por parte das distribuidoras.

Além da relevância técnica, há um forte componente regulatório e socioeconômico que reforça a importância deste estudo. A adoção de estratégias de controle de tensão baseadas nas normativas que estabelecem os limites operacionais da rede (como as previstas no PRODIST e IEEE) e, mais recentemente, em abordagens de otimização cooperativa, como a Solução de Barganha de Nash, coloca em evidência o desafio de conciliar três objetivos frequentemente conflitantes: a segurança operativa da rede, a maximização da injeção de energia renovável e a justiça na alocação dos benefícios e ônus entre os prosumidores. No contexto deste trabalho, o conceito de justiça refere-se à equidade na distribuição dos cortes de potência ativa dos SFVs decorrentes do controle de tensão, garantindo que nenhum prosumidor seja desproporcionalmente prejudicado ou favorecido nas estratégias

adotadas.

## 1.4 Estado da Arte

No trabalho apresentado por [Chen et al. \(2020\)](#), o autor analisa vários cenários de aplicação da teoria dos jogos nas redes de distribuição, como exemplo, cita-se as aplicações nas microrredes. Ou seja, sistemas elétricos locais que reúnem diferentes fontes de energia distribuída como painéis solares e baterias, e como elas beneficiam-se desta abordagem ao permitir identificar coalizões vantajosas e criar estratégias eficientes de compartilhamento e coordenação de recursos. Além disso, o trabalho também apresenta modelos de compartilhamento de energia renovável que, ao representarem matematicamente as relações entre geradores, consumidores e operadores do sistema, permitem encontrar estratégias ótimas para dividir energia de forma equilibrada e criar regras que garantam o uso mais eficiente, promovendo tanto a estabilidade da rede quanto o benefício econômico coletivo. Na sequência, na dimensão da cooperação em resposta à demanda, os autores demonstram que modelos de jogos cooperativos que consideram a flexibilidade de consumo dos usuários, os custos associados e os benefícios gerados pela participação tornam possível encontrar soluções que maximizem os ganhos para todos os envolvidos, orientando o desenvolvimento de mecanismos de incentivo, contratos e políticas que garantam a viabilidade econômica e técnica das ações de resposta à demanda, contribuindo para a estabilidade da rede e a redução de custos operacionais.

Ademais, em [Sekizaki et al. \(2023\)](#) os autores propõem um sistema de gestão cooperativa de tensão em redes de distribuição com alta penetração de SFV utilizando a teoria dos jogos cooperativos, visando garantir a cooperação estável dos consumidores através de incentivos adequados. A metodologia da pesquisa baseia-se no conceito de "core" da coalizão, demonstrando que existe um conjunto de alocações de benefícios que incentiva todos os consumidores a cooperarem no controle simultâneo de potência reativa e ativa, podendo ser obtido através de um único problema de programação linear, reduzindo drasticamente o custo computacional. Os resultados validados em um modelo de sistema de distribuição de grande escala demonstraram que o método suprime efetivamente as flutuações de tensão causadas pela penetração de SFVs, mantém as tensões dentro dos limites normativos, reduz as operações dos equipamentos convencionais de

controle e garante estabilidade cooperativa, pois nenhuma coalizão de consumidores tem incentivo para desviar do acordo, tornando a abordagem tanto teoricamente sólida quanto praticamente viável para aplicação em sistemas reais de distribuição.

Em [Gebbran et al. \(2021\)](#), o trabalho desenvolve um método de Fluxo de Potência Ótimo Distribuído (DOPF) para coordenação justa de recursos energéticos distribuídos, integrando o controle *Volt-Var* padronizado com três princípios de equidade (igualitário, proporcional e redistribuição dinâmica uniforme) para distribuir o corte de potência de forma justa entre prosumidores. A metodologia utiliza decomposição baseada em prosumidores com o algoritmo Alternating Direction Method of Multipliers (ADMM), onde cada prosumidor resolve seu problema local de gerenciamento de energia trocando apenas informações agregadas com um coordenador central, mantendo escalabilidade computacional sem necessidade de variáveis inteiras. Os testes em 30 sistemas com tamanhos variados, duas topologias distintas e três níveis de penetração fotovoltaica demonstraram que o método foi altamente efetivo na distribuição equitativa do corte de energia com custo computacional compatível com abordagens convencionais, comprovando que é possível coordenar SFVs com eficiência técnica e garantir que o ônus da estabilidade da rede seja distribuído de maneira justa, permitindo que reguladores escolham entre diferentes paradigmas de justiça conforme seus objetivos políticos e assegurando a cooperação voluntária dos prosumidores.

Em [Malik et al. \(XXXX\)](#) o autor propõe um algoritmo de comércio de energia ponto a ponto (P2P, do inglês *peer-to-peer*) com SFV, baterias comunitárias e recarga de VEs, modelado via teoria dos jogos cooperativa em um jogo de coalizão. O preço de negociação é definido com base em critérios como maior demanda, menor distância entre pares e menores perdas. O modelo, implementado em *MATLAB*, incentiva maior uso da geração solar e menor dependência da rede principal. Economicamente, tende a reduzir gastos e gerar renda aos prosumidores, enquanto socialmente promove um uso mais flexível e descentralizado da energia.

No que tange ao uso de controle VW, o trabalho de [Junior \(2018\)](#) aborda o crescimento exponencial dos sistemas fotovoltaicos distribuídos no país, que se interligam à rede de distribuição através de inversores, e busca apresentar seus impactos técnicos e sociais. Enquanto este crescimento diversifica a matriz energética, faz surgir incertezas quanto aos problemas técnicos como sobretensão, desequilíbrios de tensão, fator de potência e

harmônicos. A proposta central é avaliar o uso de inversores inteligentes como solução para atenuar estes impactos negativos, implementando funções de regulação de grandezas elétricas que minimizam a degradação da qualidade de potência. A metodologia utiliza simulações computacionais no *software OpenDSS*, analisando três cenários progressivos: a rede de distribuição sem geração distribuída, com inserção de geração distribuída fotovoltaica sem controle, e finalmente com a implementação das funções inteligentes dos inversores. Os resultados demonstraram que a inserção inteligente de funções de controle nos inversores solares reduz significativamente os problemas de qualidade de potência, diminuindo a sobretensão, corrigindo desequilíbrios de tensão e melhorando o fator de potência. Assim, comprova-se que inversores inteligentes são uma solução viável e eficaz para permitir altos níveis de penetração fotovoltaica na rede de distribuição sem comprometer a segurança operacional e a qualidade de fornecimento de energia aos consumidores.

## 1.5 Objetivos

### 1.5.1 Objetivos Geral

Analisar e comparar o desempenho técnico de diferentes cenários (sem controle, com CVW fixo durante todo o período da simulação e com CVW parametrizado em cada passo de tempo de acordo com a SBN) em uma rede de distribuição de baixa tensão real com elevada penetração de geração distribuída fotovoltaica, avaliando os impactos na elevação de tensão, no aumento das perdas e na justiça de corte de potência entre os SFVs.

### 1.5.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos traçados são:

- Avaliar a eficácia de estratégias de controle local (funções *Volt-Watt*) baseadas em curvas VW parametrizadas de acordo com as normativas brasileiras (PRODIST) e internacionais (IEEE) de qualidade da energia, verificando sua capacidade de mitigação de violações de tensão.
- Implementar e analisar estratégias de controle centralizado baseadas na SBN, investigando a influência da função objetivo com dependência e sem dependência das perdas no desempenho do sistema.

- Quantificar e comparar os impactos das diferentes estratégias sobre as perdas técnicas totais do sistema e a tensão máxima nos barramentos.
- Analisar a equidade operacional das estratégias propostas através do Índice de Justiça de Jain (JFI), verificando como cada método distribui os cortes de geração entre os prosumidores.
- Determinar, através de matrizes de dispersão e comparação percentual, as correlações entre injeção de energia, perdas e tensão, visando identificar a estratégia que oferece o melhor compromisso entre eficiência técnica e justiça operativa.

## 1.6 Estrutura do Trabalho

O presente trabalho está organizado em seis capítulos, dispostos de forma a construir progressivamente o conhecimento necessário para a análise proposta, partindo dos conceitos fundamentais até a aplicação prática e discussão dos resultados.

O Capítulo 1 – Introdução, apresenta o contexto da geração distribuída no sistema elétrico atual, definindo a problemática, a justificativa e os objetivos (geral e específicos) que norteiam a pesquisa, além de delimitar o escopo do estudo.

O Capítulo 2 – Princípios Operacionais de Inversores Fotovoltaicos e Ferramentas de Simulação para Análise em Redes de Distribuição, aborda a fundamentação técnica sobre a interação entre os sistemas fotovoltaicos e a rede de distribuição. Discute-se o papel dos inversores inteligentes na regulação de tensão, detalhando as funções de controle local, como o controle *Volt-Watt*, e os desafios associados à alta penetração de GD, como a sobretensão e o aumento de perdas. Além disso, analisa-se o funcionamento do *software OpenDSS* como plataforma de simulação de sistemas de distribuição.

O Capítulo 3 – Introdução à Teoria dos Jogos. Nessa seção introduz-se a Teoria dos Jogos com foco nos conceitos de cooperação e negociação que fundamentam as estratégias de controle abordada neste trabalho.

O Capítulo 4 – Aplicação da Solução de Barganha de Nash no Algoritmo de Controle do *OpenDSS*, detalha a metodologia desenvolvida. Explica-se a formulação matemática da estratégia SBN e sua implementação algorítmica integrada ao *OpenDSS*. Neste, são definidos os parâmetros de simulação, apresenta-se a rede teste e a construção dos quinze cenários de estudo para diferentes níveis de penetração.

O Capítulo 5 – Análise dos Resultados, expõe e discute os dados obtidos nas simulações. Através de matrizes de dispersão e tabelas comparativas, avalia-se o desempenho das estratégias (Sem controle, Controle Local e SBN) sob as óticas de tensão, perdas técnicas, injeção de energia e justiça JFI.

Por fim, o Capítulo 6 – Conclusão, sintetiza as principais descobertas do trabalho, conectando os resultados aos objetivos iniciais. Neste, apresenta-se as considerações finais sobre a eficácia das estratégias analisadas e sugeridas direções para trabalhos futuros.

## Capítulo 2

# Princípios Operacionais de Inversores Fotovoltaicos e Ferramentas de Simulação para Análise em Redes de Distribuição

### 2.1 Introdução

No capítulo anterior, discutiu-se o aumento do número de SFVs conectados às redes de distribuição de energia. Nesse contexto, os inversores fotovoltaicos desempenham papel fundamental na integração dessa fonte renovável de energia, pois são responsáveis pela interligação adequada dos equipamentos de um SFV à rede elétrica. Tais dispositivos impactam diretamente os parâmetros elétricos da rede e são elementos centrais na análise desenvolvida nesta pesquisa. Ademais, compreender os princípios operacionais desses equipamentos e os efeitos decorrentes de sua atuação na rede de distribuição é essencial para avaliar os desafios e as oportunidades associadas à sua inserção em larga escala.

Este capítulo está organizado em oito seções, sendo esta de introdução a primeira. Na segunda seção apresenta-se os impactos causados pela inserção de geração distribuída fotovoltaica. Em seguida, discute-se as principais funções de controle de tensão embarcadas em inversores fotovoltaicos, especificamente a função *Volt-Watt* e *Volt-Var*. Na sequência examina-se os principais tipos de simulações computacionais usadas no estudo dos sistemas elétricos de potência. Em seguida, estuda-se o funcionamento do *software OpenDSS*,

sendo este a ferramenta de simulação utilizada neste trabalho, bem como os modelos dos objetos *PVSystem* e *Storage* que servem para modelar sistemas fotovoltaicos e armazenadores de energia, respectivamente. Continuamente, discorre-se sobre o funcionamento dos inversores e como eles são definidos no *OpenDSS*. Na sequência, fala-se sobre a principal biblioteca utilizada neste trabalho para realizar as simulações de forma customizada no *OpenDSS*. Por fim, mostra-se as considerações finais.

## 2.2 Impactos da Conexão de Sistemas Fotovoltaicos em uma RDBT

Os avanços tecnológicos e as políticas de incentivo têm impulsionado significativamente a inserção de fontes renováveis e novas tecnologias no setor elétrico. No caso da Geração Distribuída, especialmente a fotovoltaica, observa-se um crescimento expressivo ao longo dos últimos anos, com um cenário de crescimento ainda mais expressivo no futuro. Segundo a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica [ABSOLAR \(2025\)](#), o país deve adicionar 13,2 GW de capacidade instalada em 2025, um crescimento de 25% em relação à atual marca de 51,5 GW. Esse crescimento, além de representar uma alternativa sustentável e econômica, contribui para a diversificação da matriz energética, o fortalecimento da segurança energética e a descentralização da produção de energia. Contudo, a medida que o número de SFVs conectados à rede aumenta, surgem desafios técnicos importantes que precisam ser enfrentados, como os relacionados à variações de tensões, perdas técnicas e falhas na proteção da rede.

Deste modo, esta seção tem como objetivo discutir os principais impactos técnicos da penetração elevada de sistemas fotovoltaicos nas redes de distribuição.

### 2.2.1 Sobrecarga de Elementos

Segundo [Radatz \(2020\)](#), as sobrecargas podem surgir em locais da rede com grande concentração de geração fotovoltaica, onde os equipamentos existentes não conseguem absorver toda a energia produzida e são intensificadas por um baixo consumo de energia pelos usuários finais. Isso ocorre porque esses dispositivos foram projetados com uma capacidade de corrente inferior, compatível com a estrutura radial tradicional da rede.

### 2.2.2 Inversão do Fluxo de Potência e a Sobretensão

O fluxo reverso de potência ocorre quando a energia gerada localmente por meio de um alto nível de penetração de sistemas fotovoltaicos instalados na rede, especialmente nos horários de maior irradiância, excede a demanda e é injetada de volta na rede elétrica. Em situações como essa, a energia elétrica passa a fluir no sentido oposto ao convencional, ou seja, em vez de sair da subestação em direção às cargas, ela retorna das unidades consumidoras para a rede, podendo alcançar outros consumidores ou até mesmo a própria subestação. A Figura 2.1 mostra o comportamento tradicional de um alimentador com fluxo de potência unidirecional e considerando apenas a presença de cargas passivas na rede.

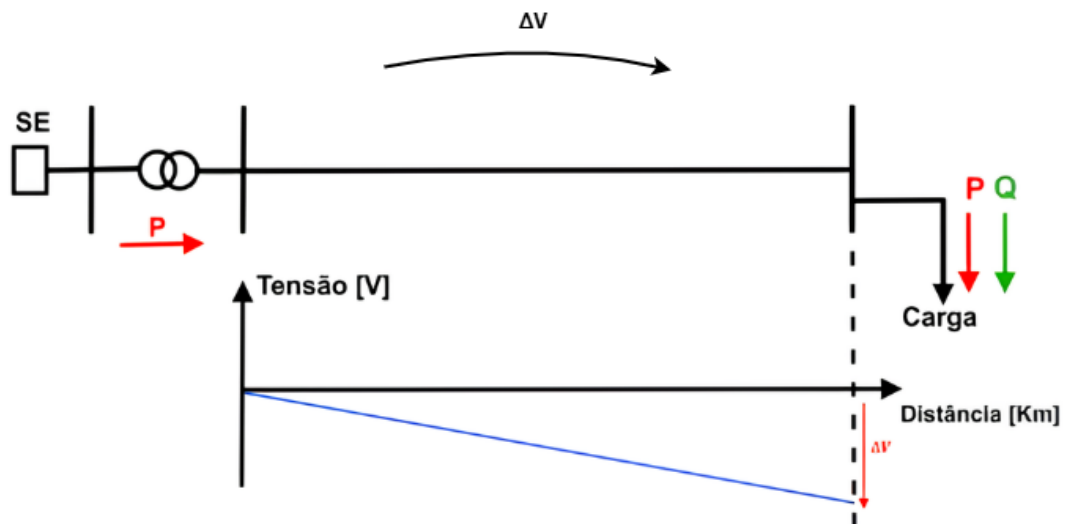


Figura 2.1: Fluxo unidirecional em um alimentador com estrutura radial tradicional. Fonte: [Junior \(2018\)](#).

Na Figura 2.1 percebe-se uma queda de tensão  $\Delta V$  da subestação até a carga, indicado pelo valor negativo de  $\Delta V$ , de acordo com [Wanzeler \(2018\)](#) o valor de  $\Delta V$  é dado pela Equação 2.1.

$$\Delta V \approx \frac{RP + XQ}{V_1} \quad (2.1)$$

Onde  $V_1$  é a tensão do secundário do transformador da subestação. Agora, a Figura 2.2 mostra o perfil de tensão de um alimentador na presença de uma alta penetração de GD.

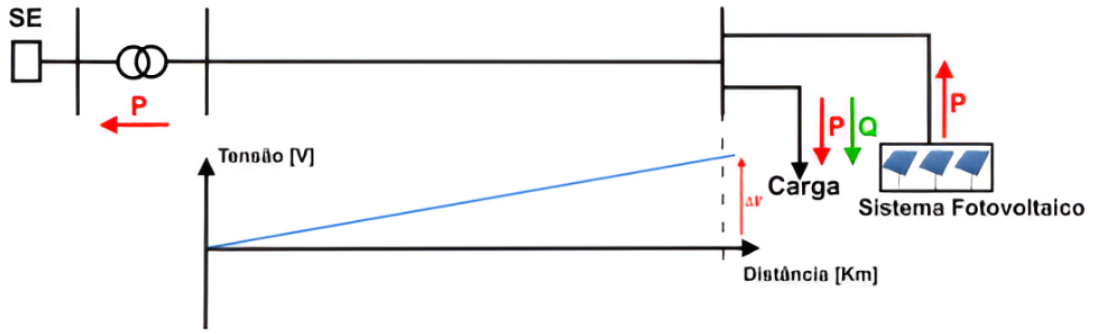


Figura 2.2: Fluxo bidirecional em um alimentador com alta penetração de GD. Fonte: Junior (2018).

Na Figura 2.2, evidencia-se a inversão do fluxo de potência em momentos de excedente de geração local em relação ao consumo, fazendo a energia circular da rede de baixa tensão em direção aos níveis de média e alta tensão. Nessa condição, a variação de tensão  $\Delta V$  assume valores positivos dados pela Equação 2.2 (Wanzeler, 2018).

$$\Delta V \approx \frac{RP + XQ}{V_2} \quad (2.2)$$

Onde  $P = P_{fv} - P_{carga}$ ,  $Q = \pm Q_{fv} - Q_{carga}$  e  $V_2$  é a tensão na barra na qual está conectada o SFV. Dessa forma quando a potência gerada pelos SFVs excede a demanda ( $P_{fv} > P_{carga}$ ) ocorre um aumento de tensão na barra de conexão desse SFV. Define-se a sobretensão como a elevação de tensão acima dos limites máximos definidos como seguro ou normais em uma rede.

Devido ao fato da proteção das redes elétricas em geral serem dimensionadas considerando apenas um fluxo elétrico unidirecional, o fluxo reverso de potência além de gerar sobretensão na rede pode trazer problemas na atuação dos equipamentos de proteção do sistema pois estes foram dimensionados considerando o comportamento convencional da rede.

### 2.2.3 Desequilíbrio de Tensão

O desbalanceamento ou desequilíbrio em sistemas trifásicos ocorre quando há diferenças nas amplitudes das tensões ou nos ângulos de fase entre as três fases. Isso geralmente se deve à distribuição desigual de diferentes tipos de cargas. Por exemplo, temos as cargas monofásicas, bifásicas e trifásicas, conectadas ao longo das fases do sistema. As

redes de distribuição, por natureza, operam com certo grau de desequilíbrio dentro dos limites estabelecidos pelas normas. No entanto, a inserção de novos elementos de GD, como os sistemas fotovoltaicos, tendem a intensificar significativamente esse desbalanço entre as tensões de fases do sistema, podendo comprometer sua qualidade e estabilidade (de Lima, 2024).

## 2.3 Funções Inteligentes Embarcadas em Inversores e Carregadores

### 2.3.1 Visão Geral

Os controles de tensão em redes de distribuição desempenham um papel fundamental para garantir a qualidade do fornecimento de energia elétrica e a estabilidade do sistema. Essas redes são responsáveis por entregar energia aos consumidores finais em níveis de tensão apropriados, conforme definido pelas normas técnicas. Contudo, fatores como variações na carga, inserção de geração distribuída, como painéis fotovoltaicos, e a integração de veículos elétricos podem causar flutuações de tensão (Silva and Vieira, 2022).

Além da função primária dos inversores, os inversores inteligentes se destacam por oferecer funcionalidades adicionais, aumentando a eficiência e a estabilidade da rede elétrica. O uso de funções inteligentes dos inversores conectando os painéis solares fotovoltaicos à rede de distribuição pode ser uma alternativa para mitigação dos impactos causados pela inserção de geração distribuída fotovoltaica (Radatz, 2020). Esta seção apresenta e discute algumas das principais funções esperadas dos inversores inteligentes, como os controles *Volt-Var* (CVV) e *Volt-Watt*.

### 2.3.2 Função *Volt-Watt*

A função *Volt-Watt* regula a saída de potência ativa em função da tensão terminal, com base em uma curva previamente definida. A Figura 2.3 mostra uma curva típica do controle VW para o caso de um inversor fotovoltaico.

Nota-se na Figura a função *Volt-Watt* operando com base em uma característica predefinida que ajusta a potência ativa gerada pelos inversores em resposta a variações de tensão no sistema. Quando a tensão no ponto de conexão ultrapassa o valor limite  $V_2$ ,

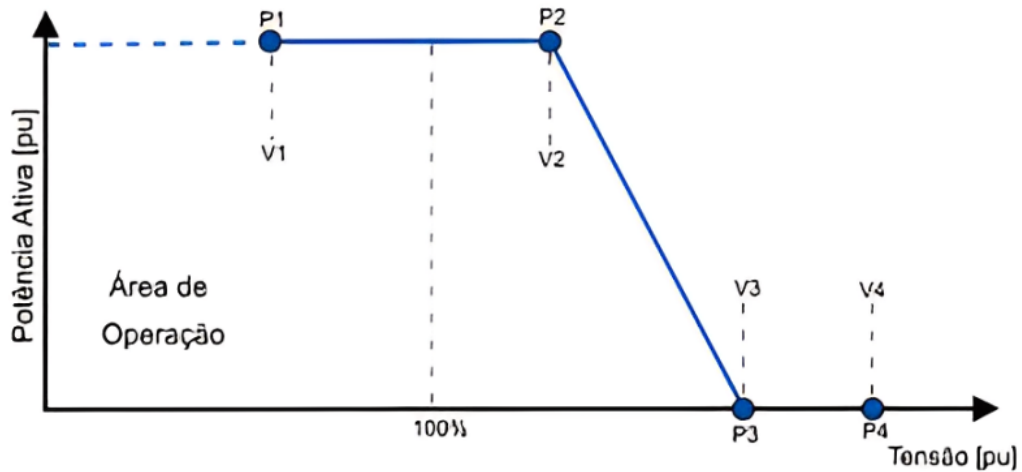


Figura 2.3: Curva característica do controle VW. Fonte: [Junior \(2018\)](#).

a potência ativa de saída começa a ser reduzida de forma linear, seguindo uma curva de controle, até atingir a tensão  $V_3$ , onde a geração é completamente interrompida, ou seja, a potência é reduzida a zero.

Essa funcionalidade é particularmente útil em cenários de alta penetração de sistemas fotovoltaicos, especialmente durante períodos de baixa demanda, quando a geração excessiva pode levar a situações de sobretensão na rede elétrica. Ao reduzir os níveis de potência ativa injetada, a função *Volt-Watt* contribui para o controle e a estabilização da tensão no ponto de conexão, ajudando a manter a qualidade e a confiabilidade do fornecimento de energia ([Junior, 2018](#)). Além disso, segundo [Wanzeler et al. \(2022\)](#) essa função de controle é mais eficaz para os sistemas de distribuição onde o valor de  $X/R$  dos cabos é baixo, como as redes de distribuição.

Outrossim, a Figura 2.4 mostra uma curva *Volt-Watt* utilizada em carregadores de Veículos Elétricos (VE).

O gráfico representa a curva de controle *Volt-Watt* aplicada a carregadores de veículos elétricos, que ajusta dinamicamente a potência ativa  $P$  consumida em função da tensão  $V$  no ponto de conexão. Durante o processo de recarga do veículo elétrico o carregador é capaz de diminuir a potência ativa consumida à medida que a tensão no ponto de conexão varia, realizando esse ajuste sem a necessidade de fornecer ou extrair potência reativa, tornando-se um bom controle para problemas de subtensão.

Na curva, observam-se três regiões distintas. Para valores de tensão inferiores ao limite  $V_1$  o carregador limita sua potência à potência mínima  $P_{min}$ , garantindo que o dispositivo continue operando sem comprometer a estabilidade da rede. Na faixa entre  $V_1$  e  $V_2$  a

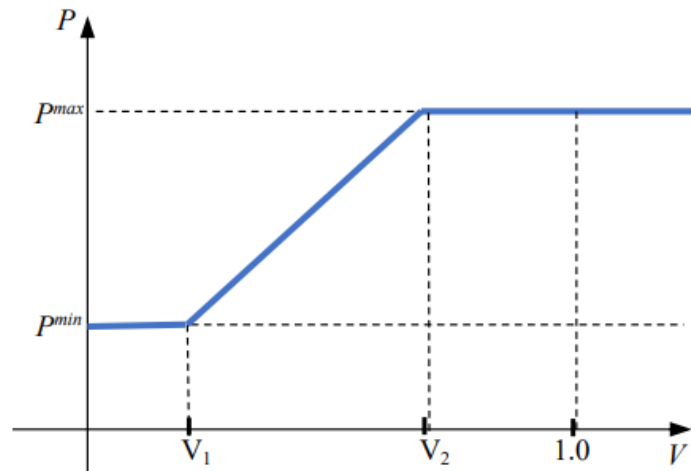


Figura 2.4: curva característica do controle VW em carregadores. Fonte: Santos et al. (2023).

potência ativa aumenta linearmente com a tensão, indo de  $P_{min}$  a  $P_{max}$ . Acima do valor  $V_2$  a potência ativa permanece constante no valor  $p_{max}$ , pois a tensão no ponto de conexão é considerada suficientemente adequada para permitir o carregamento pleno do veículo.

### 2.3.2.1 Problemas Técnicos e Econômicos Associados

Embora a abordagem *Volt-Watt* traga benefícios claros para a operação do sistema elétrico, como a mitigação de sobretensões, causadas por inserção em larga escala de GD, ela não é economicamente atraente para os proprietários desses sistemas. A redução da potência gerada pelos SFVs significa menor retorno financeiro para o proprietário de módulos fotovoltaicos. Além disso, o corte injusto de potência ativa dos SFVs que estão sob mesmas curvas VW causa insatisfação dos prosumidores localizados em pontos mais distantes da subestação. Esses problemas impactam a viabilidade econômica de investimentos nesses ramos, dependendo da frequência, intensidade e grau de injustiça da aplicação dessa função.

### 2.3.3 Função *Volt-Var*

O objetivo dessa função é controlar a potência reativa gerada ou absorvida pelo inversor de acordo com a tensão local da rede elétrica. Ela opera com base em uma curva

personalizada, servindo para carregadores ou inversores, conforme Figura 2.5, possibilitando a regulação da tensão no ponto de conexão e respeitando a potência aparente nominal dos aparelhos.

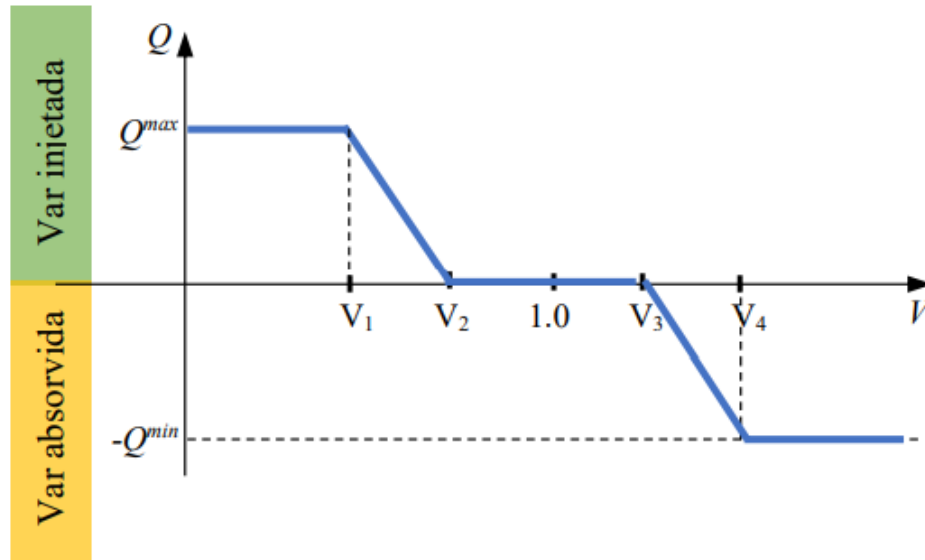


Figura 2.5: Curva característica da curva VV. Fonte: Santos et al. (2023).

Nota-se pela curva o inversor atuando de maneira capacitiva, ou seja, injetando potência reativa na rede na situação onde a tensão encontra-se abaixo do limite estipulado. Por outro lado, quando a tensão ultrapassa o limite definido, o inversor ou carregador funciona na região indutiva, absorvendo potência reativa. Além disso, quando a tensão está dentro dos limites operacionais pré-determinados, uma área da curva chamada "zona morta" (*Dead Band*) entra em ação, e nesse intervalo nenhum controle é realizado pelos aparelhos.

Em suma, a faixa entre  $V_2$  e  $V_3$  é a banda morta, onde não ocorre controle. Quando a tensão é inferior a  $V_1$ , a potência reativa máxima é injetada. Entre  $V_1$  e  $V_2$ , a potência reativa injetada é ajustada conforme a inclinação da curva. Da mesma forma, entre  $V_3$  e  $V_4$ , a inclinação da curva regula a absorção de potência reativa. Acima de  $V_4$ , a potência reativa máxima é absorvida.

### 2.3.3.1 Problemas Técnicos e Econômicos Associados

Apesar de sua capacidade de regular a tensão, a funcionalidade *Volt-Var* enfrenta limitações relacionadas à razão  $X/R$  (reatância/resistência) dos condutores que compõem a rede. A quantidade de potência reativa que VEs e FVs precisam absorver ou fornecer para compensar variações de tensão depende diretamente dessa razão. Em RDBT, a relação  $X/R$  é tipicamente baixa, o que implica que uma quantidade maior de energia reativa deve ser injetada ou consumida pelos inversores para promover ajustes significativos no perfil de tensão.

Uma limitação adicional ocorre durante o pico de geração solar, quando o inversor opera próximo de sua potência ativa máxima. Nessa condição, a capacidade de absorver ou injetar potência reativa pode ficar comprometida, principalmente se o inversor não for sobredimensionado. Embora essa solução garanta margem para compensação reativa, ela eleva o custo do sistema, reduzindo sua atratividade econômica para o usuário final.

## 2.4 Simulações Computacionais

Uma simulação consiste em desenvolver um modelo computacional no qual represente-se adequadamente o funcionamento de um sistema físico, permitindo prever seu comportamento em condições específicas. Esse modelo é operado por uma ferramenta de simulação, executando-o com base nas leis da física e nas restrições específicas aplicáveis ao sistema analisado.

As simulações podem ter natureza determinística ou probabilística (chamada de simulação estocástica). Uma simulação é determinística quando gera resultados definidos dado o modelo e os parâmetros representativos da rede elétrica. Em contraste, uma simulação estocástica retorna resultados probabilísticos sobre a ocorrência de alguma situação em determinado intervalo de tempo, com um certo nível de confiança (Miller et al., 2013).

Com o crescimento da presença de geração distribuída, como a energia solar fotovoltaica, e a incorporação de veículos elétricos nas redes de distribuição, o comportamento do sistema torna-se cada vez mais afetado por variáveis externas, como as condições climáticas, o perfil de consumo dos usuários e o carregamento aleatório dos veículos elétricos. Essa maior complexidade dificulta a avaliação precisa do sistema por meio

de abordagens determinísticas. Nesse contexto, as simulações estocásticas assumem um papel mais relevante nos estudos futuros, superando sua utilização limitada no passado.

Além disso, segundo [Miller et al. \(2013\)](#), as simulações podem ser divididas em quatro categorias de acordo com o intervalo de tempo analisado. Essas simulações são definidas resumidamente a seguir:

1. **Simulações Estáticas:** Essas simulações fazem uso da resolução tradicional do problema de fluxo de potência, onde as tensões e correntes em cada nó da rede elétrica são determinadas por meio de um processo iterativo, considerando um momento específico no tempo no qual o sistema é analisado. Esse tipo de solução assume o sistema funcionando em equilíbrio, isto é, no Regime Permanente Senoidal (RPS).
2. **Simulações Quase-Estáticas:** Nesse tipo de abordagem, consideram-se as alterações no sistema ocorrendo de forma lenta o suficiente para o sistema ser considerado estático em cada ponto da simulação. O procedimento consiste em resolver uma simulação estática em um instante inicial e, em seguida, avançar o tempo em pequenos incrementos, repetindo a simulação a cada passo. Essas simulações são computacionalmente rápidas e, por isso, costumam ser executadas em computadores convencionais. São amplamente empregadas na análise dos efeitos da alta penetração de geração distribuída. No entanto, os modelos desenvolvidos para simulações quase-estáticas, salvo quando especificamente adaptados, não são apropriados para estudos de comportamento dinâmico ou transitório do sistema. Os intervalos de tempo utilizados nesse tipo de simulação geralmente vão de segundos ou minutos até várias horas, podendo abranger períodos de simulação estendendo-se por dias ou até mais de um ano.
3. **Simulações Dinâmicas:** Esse tipo de abordagem é aplicada em situações onde o sistema não está operando em RPS no intervalo de tempo simulado. Elas são utilizadas para estudar o comportamento do sistema diante de perturbações, como curtos-circuitos, abertura de chaves ou outros eventos transitórios que afetam a estabilidade. Os intervalos de simulação são geralmente muito curtos, variando de décimos até centésimos de segundo, permitindo capturar as oscilações e instabilidades resultantes desses distúrbios.
4. **Simulações Transitória:** Assim como ocorre nas simulações dinâmicas, a análise

de transitórios é utilizada para estudar o comportamento do sistema diante de distúrbios. No entanto, nesse caso, os fenômenos ocorrem em intervalos de tempo ainda menores, na ordem de milésimos de segundo. Exemplos típicos incluem: descargas atmosféricas, transitórios causados por manobras de chaveamento e atuações de sistemas de proteção.

Considerando as características discutidas de cada tipo de simulação, percebe-se a aplicabilidade das simulações quase-estáticas no presente trabalho, pois esse tipo de simulação é adequada para a análise de sistemas com a presença de geração fotovoltaica. Dessa forma, utiliza-se o software *OpenDSS* nas simulações realizadas nessa pesquisa. O *OpenDSS* executa simulações do tipo quase-estáticas, e vêm sendo aplicado para analisar a variabilidade de fontes renováveis, como a solar fotovoltaica e a eólica, onde flutuações na irradiância, causadas por sombreamento, por exemplo, e na velocidade do vento demandam passos de simulação com duração de apenas alguns segundos, além de sistemas contendo armazenadores de energia representando veículos elétricos carregando e descarregando na rede.

## 2.5 *Software* OpenDSS

O *software* foi criado em 1997 por Roger Dugan e Thomas McDermott. Inicialmente, chamava-se *Distribution System Simulation* (DSS), mas em 2004 teve sua licença comprada pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI) na qual em 2008 tornou-o um *software* de código aberto com o nome de *Open Distribution System Simulator* (*OpenDSS*).

As principais finalidades do *software*, quando criado, era oferecer suporte às análises de redes elétricas com presença de geração distribuída, atuar como uma ferramenta flexível capaz de realizar estudos que outras soluções não contemplavam, e manter um processo contínuo de desenvolvimento voltado à criação de respostas para os novos desafios enfrentados pelas redes de distribuição (de Freitas, 2015).

### 2.5.1 Modos de Simulação

A seguir mostra-se os principais modos de simulação no *OpenDSS*:

***Snapshot*** : Solução instantânea do fluxo de potência;

**Daily** : Solução diária do fluxo de potência;

**Yearly** : Solução anual do fluxo de potência.

O *software* é gradualmente aprimorado com novos modos de simulação para suprir as exigências de projetos específicos conduzidos pelos seus criadores. Entretanto, desde sua concepção, percebe-se a impossibilidade de antecipar todas as possíveis utilizações nas quais os usuários poderiam demandar no futuro. Para contornar essa limitação, implementou-se uma interface *Component Object Model* (COM) na versão DLL do servidor do programa para permitir os usuários de utilizarem os recursos do programa para realizar novos tipos de estudos.

Através da interface COM, é possível desenvolver rotinas personalizadas e controlar todo o fluxo de simulação diretamente de aplicativos externos, inclusive modificando parâmetros do modelo. Essa abordagem elimina a dependência de bancos de dados tradicionais ou arquivos de configuração estáticos. O DSS, por exemplo, pode ser manipulado via *VBA* no *Microsoft Office* ou qualquer plataforma de análise com suporte a automação via interface COM, como *MATLAB*, *Python*, *C#* ou *R*. Essa interoperabilidade não só amplia drasticamente as possibilidades de análise, mas também facilita a visualização de resultados através de ferramentas gráficas sofisticadas externas.

Nesse trabalho utiliza-se a biblioteca *py\_dss\_interface* na qual consegue desempenhar um papel parecido ao da interface COM, e cujo objetivo é facilitar a integração do OpenDSS com a linguagem de programação Python.

## 2.5.2 Fluxo de Potência no OpenDSS

O *OpenDSS* utiliza dois algoritmos distintos para a análise de fluxo de potência. O principal, conhecido como método padrão, também chamado de método normal ou de injeção de correntes, e um segundo, denominado método de Newton, este não deve ser confundido com o método de Newton-Raphson. O método padrão é geralmente mais rápido computacionalmente, enquanto o método de Newton apresenta maior robustez em casos de circuitos mais complexos. Nesta seção, aborda-se rapidamente o método de injeção de correntes, no qual é utilizado pelo *OpenDSS* para resolver o fluxo de potência.

### 2.5.2.1 Método Padrão do OpenDSS

O procedimento adotado pelo *software* fundamenta-se, essencialmente, no uso da inversa da matriz de admitâncias nodais de toda a rede elétrica, conforme a Equação 2.3.

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_1 \\ \vdots \\ \dot{V}_j \\ \vdots \\ \dot{V}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{Y}_{11} & \cdots & \dot{Y}_{1j} & \cdots & \dot{Y}_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & & \vdots \\ \dot{Y}_{j1} & \cdots & \dot{Y}_{jj} & \cdots & \dot{Y}_{jn} \\ \vdots & & \vdots & \ddots & \vdots \\ \dot{Y}_{n1} & \cdots & \dot{Y}_{nj} & \cdots & \dot{Y}_{nn} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \vdots \\ \dot{I}_j \\ \vdots \\ \dot{I}_n \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

Pode-se reescrever 2.3 simplificadamente como a Equação 2.4.

$$\dot{V}_{n \times 1} = \dot{Y}_{n \times n}^{-1} \dot{I}_{n \times 1} \quad (2.4)$$

Onde

$\dot{V}$  é o vetor de tensões nodais do sistema

$\dot{Y}$  é a matriz de admitância nodal do sistema

$\dot{I}$  é o vetor de correntes dos nós do sistema

Na prática o *OpenDSS* não constrói diretamente a matriz de admitâncias nodais da rede completa. Ele apenas gera as matrizes de admitâncias nodais correspondentes a cada elemento da rede. A tarefa de montar e inverter a matriz global de admitâncias, assim como calcular as tensões nodais nas barras para a próxima iteração, é atribuída ao solucionador KLUolve (de Freitas, 2015).

### 2.5.3 O modelo PVSystem e Storage

No *OpenDSS*, sistemas fotovoltaicos são modelados por meio do objeto *PVSystem*, representa-se nesse objeto tanto os módulos quanto o inversor, considerando perfis de irradiância, temperatura e curvas de eficiência. Ademais, os armazenadores de energia são geralmente representados como cargas variáveis com perfis de carregamento, podendo também ser modelados como dispositivos de armazenamento *Storage* para simular funções de carga e descarga, incluindo estratégias *Vehicle-to-Grid* (V2G) e *Grid-to-Vehicle* (G2V), uma outra vantagem ao usar esse objeto é a inclusão de controladores VW e VV. Neste

trabalho usa-se o objeto *PVSystem* para representar sistemas fotovoltaicos.

### 2.5.3.1 O modelo *PVSystem*

O sistema fotovoltaico é tratado no *OpenDSS* como um elemento de conversão de energia, a Figura 2.6 mostra um diagrama representativo de um gerador fotovoltaico.

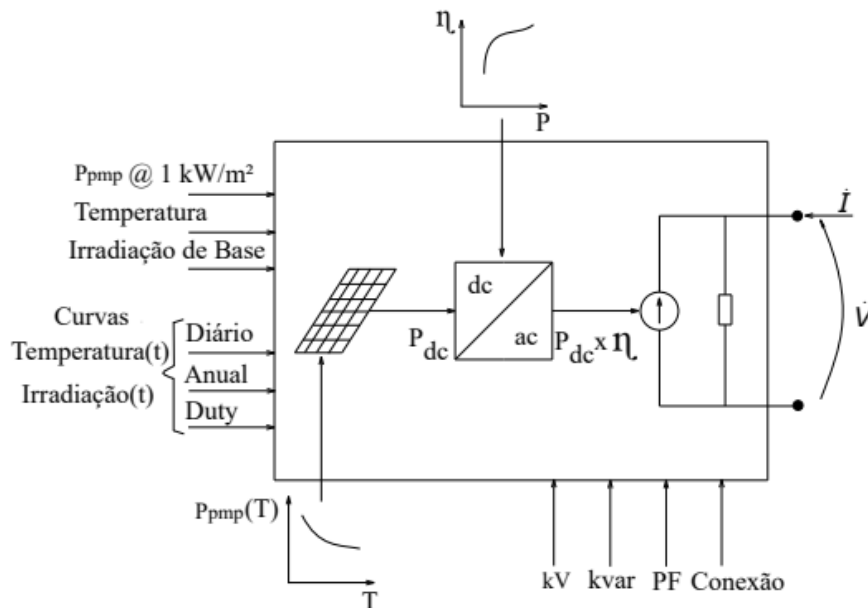


Figura 2.6: Diagrama de blocos do modelo PVSystem. Fonte: Rocha (2016).

Nota-se na figura a representação do modelo de um sistema fotovoltaico incluindo o seu inversor. Para caracteriza-lo é necessário fornecer informações acerca da variação da temperatura e da irradiação solar ao longo de um intervalo de tempo, além da variação da potência no ponto de máxima potência em função da temperatura. Já para caracterizar o inversor é necessário fornecer a curva de eficiência desse inversor. A seguir é descrito resumidamente cada parâmetro:

- $P_{pmp}(1\text{kW}/\text{m}^2)$ : Potência nominal no ponto de máxima potência a uma irradiância de  $1\text{kW}/\text{m}^2$  em uma dada temperatura;
- irradiação : Irradiância em pu em um dado instante,  $t$ , utilizada como multiplicador para modificar a irradiância de base;
- Irradiação de Base : Valor máximo da irradiância no dia;

- $P_{pmp}(T(t))$  : Fator de correção da potência gerada em função da temperatura;
- $P_{DC}(t)$  : Potência de saída do sistema fotovoltaico em função do tempo;
- $\eta(P_{DC}(t))$  : Eficiência do inversor em função da potência de saída do arranjo fotovoltaico.

Além desses parâmetros nos quais define-se os arranjos fotovoltaicos e o inversor no qual está embutido no modelo, é necessário fornecer os dados da tensão de linha nominal, a potência aparente, o fator de potência e o tipo de conexão na rede. Esses parâmetros se relacionam de acordo com as Equações 2.5 e 2.6.

$$P_{DC}(t) = P_{pmp}(1kW/m^2) \times \text{irradiação} \times \text{Irradiação de Base} \times P_{pmp}(T(t)) \quad (2.5)$$

$$P_{AC}(t) = P_{DC}(t) \times \eta(P_{DC}(t)) \quad (2.6)$$

De acordo com Rocha (2016) esse modelo é adequado para simulações com um passo de tempo de no mínimo um segundo, pois esse é o tempo mínimo no qual o inversor consegue rastrear o ponto de máxima potência do arranjo fotovoltaico. Os parâmetros do modelo *PVSystem* são dados na Tabela 2.1.

Tabela 2.1: Descrição dos parâmetros utilizados para modelar um arranjo fotovoltaico no *OpenDSS*.

Parâmetro	Descrição
$kV$	Tensão nominal de linha do arranjo fotovoltaico
bus1	Barra na qual o arranjo fotovoltaico será conectado
kVA	Potência nominal do inversor em kVA
PF	Fator de potência
irrad	Irradiância de Base
Pmp	Potência nominal no ponto de máxima potência a uma irradiância de $1kW/m^2$
Temperature	Temperatura nominal
Effcurve	Curva de eficiência do inversor
P-tcurve	Curva de variação da potência gerada em função da temperatura
Daily	Curva da variação da irradiância no dia
Tdaily	Curva da variação da temperatura no dia

Conforme descrito, é necessário o fornecimento de quatro curvas para o *PVSystem*, a seguir mostra-se como defini-las:

1. **P-tcurve:** O parâmetro *P-TCurve* representa a curva de potência no ponto de máxima potência em pu de um sistema fotovoltaico em função da temperatura dos módulos. Os valores de  $P_{mpp}$  são especificados em pu em relação ao valor de  $P_{mpp}$  correspondente a uma irradiância de  $1 kW/m^2$ . No *OpenDSS*, essa curva é implementada por meio de um objeto do tipo *XYCurve*, associando pontos de temperatura a suas respectivas potências. O valor da curva é igual a 1,0 na temperatura de referência na qual foi definida o  $P_{mpp}$  nominal. O valor da potência líquida do arranjo é dado de acordo com a Equação 2.5 onde o valor de  $P_{mpp}(T(t))$  é retirado da curva. Mostra-se a seguir a definição de um objeto *XYcurve* representando a curva *P-TCurve*.

**XYCurve**

*New XYCurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6]*

2. **Tdaily:** O perfil de temperatura usado nas simulações diárias é configurado por

meio de um objeto do tipo *TShape*, que normalmente representa as variações ao longo de 24 horas. Esse perfil é fundamental para que o elemento *PVSystem* consiga ajustar a potência no ponto de máxima potência com base na curva que relaciona  $P_{mpp}$  com a temperatura. É importante que as unidades de temperatura definidas no *TShape* estejam de acordo com as mesmas unidades adotadas na curva  $P_{mpp}$  vs Temperatura. A seguir mostra-se um exemplo.

#### TShape

```
New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1 temp=[25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 35, 40, 45, 50 60 60 55 40 35 30 25 25 25 25 25 25]
```

3. **Daily:** A curva *Daily* é utilizada nas simulações temporais para representar o perfil diário de disponibilidade solar. No *OpenDSS*, essa curva pertence à classe *Loadshape* e funciona como um multiplicador no qual ajusta a irradiância de base ao longo do dia. Na prática, a relação entre  $P_{mpp}$  e irradiância, considerando uma temperatura constante, apresenta pouca variação e, por isso, é assumida como constante. Além disso, no modo de despacho padrão, o elemento *PVSystem* utiliza essa curva para controlar as mudanças de estado do sistema fotovoltaico, ajustando sua geração conforme a variação da irradiância durante as 24 horas do dia. A seguir mostra-se um exemplo.

#### LoadShape

```
New Loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3 .5 .8 .9 1.0 1.0 .99 .9 .7 .4 .1 0 0 0 0 0]
```

4. **Effcurve:** Essa curva representa a variação da eficiência do inversor em função da potência gerada pelos painéis  $P_{DC}(t)$ . A potência de saída do inversor é reduzida pelo fator obtido a partir dessa curva. Também deve ser definida como uma curva XY conforme mostra no exemplo a seguir.

#### XYCurve

```
New XYCurve.MyEff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray=[.86 .9 .93 .97]
```

Por fim, mostra-se um exemplo de como definir um elemento *PVSystem*.

**PVSystem**

```
New PVSystem.PV phases=1 bus1=Barra1 kV=0.48 kVA=500 irrad=.98  
~Pmpp=500 temperature=25 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=Myeff  
~P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
```

**2.5.3.2 O elemento *Storage***

O elemento *Storage* tem como objetivo representar um sistema de armazenamento de energia, permitindo sua utilização em simulações nos modos diário, anual e de ciclo de trabalho (*DutyCycle*). Os modos Diário e Anual são geralmente aplicados na análise de questões energéticas de longo prazo, considerando passos de tempo que variam de alguns minutos até uma hora. Por outro lado, o modo *DutyCycle* é indicado para avaliar o desempenho do armazenamento na compensação de variações rápidas de potência, que ocorrem em escala de segundos, como no caso de oscilações provocadas pela passagem de nuvens sobre sistemas fotovoltaicos.

Esses dispositivos operam de forma semelhante a geradores, podendo consumir energia da rede durante a fase de carregamento ou fornecer energia durante a descarga, sempre respeitando os limites de potência e de energia armazenada. Ademais, o *Storage* pode atuar de maneira autônoma ou ser gerenciado por um *StorageController*, no qual controla o despacho da potência ativa, e/ou por um *InvControl*, responsável por limitar a potência ativa e/ou gerenciar a solicitação de potência reativa, de acordo com diferentes estratégias operacionais. O diagrama do modelo armazenador de energia é mostrado na Figura 2.7.

Nota-se na Figura 2.7 o fato das perdas serem importantes na modelagem do elemento de armazenamento. Dessa forma, permite-se a especificação separada das eficiências de carga e descarga. Os valores padrão para esses estados são 90%, resultando em uma eficiência nominal de ciclo completo de 81%.

Além disso, nota-se a inserção de uma impedância constante em derivação com o sistema de potência representando as perdas quando o sistema de armazenamento opera em seu modo ocioso. Essas perdas representam a energia consumida nos controles internos, como exemplo, cita-se os aquecedores e resfriadores, nos quais são utilizados para manter a temperatura adequada das baterias. Essa perda é especificada como um valor médio único, por padrão e é igual a 1% da potência nominal. No entanto, também pode-se alterar esse valor dinamicamente.

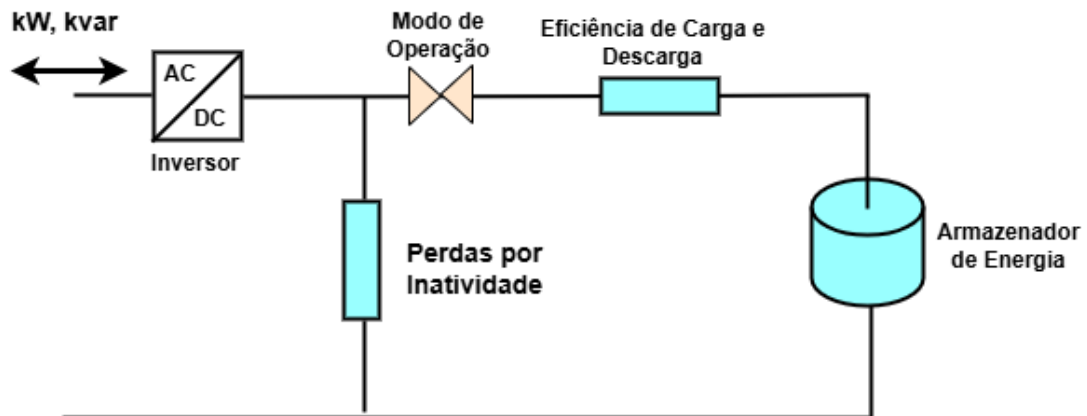


Figura 2.7: Diagrama de blocos do modelo Storage. Fonte: Adaptado de Rocha (2016).

O elemento *Storage* possui 3 estados, nos quais são descritos brevemente a seguir:

1. **Carga** : O elemento *Storage* só entrará no modo de carregamento quando o valor da energia armazenada ( $kWh_{Stored}$ ) for menor do que o valor da energia nominal ( $kWh_{Rated}$ ) da bateria. Pode-se especificar a taxa de carga usando o parâmetro  $\%Charge$ ;
2. **Descarga**: O elemento só entrará no modo de descarga de energia quando o nível atual de carga ( $kWh_{Stored}$  ou  $\%Stored$ ) for maior do que o nível de reserva especificado ( $\%Reserve$ ). Pode-se especificar a taxa de descarga alterando o valor do parâmetro  $\%Discharge$ ;
3. **Ocioso** : No modo ocioso o elemento não pode consumir nem fornecer energia. Além disso, as perdas nesse modo podem ser especificadas através dos parâmetros  $\%IdlingkW$  e  $\%Idlingkvar$ .

Mostra-se na Tabela 2.2 os principais parâmetros nos quais definem o elemento *Storage*.

Tabela 2.2: Descrição dos modelos utilizados para modelar um armazenador de energia no *OpenDSS*.

Parâmetro	Descrição
$kV$	Tensão nominal de linha em kV
bus1	Barra na qual o armazenador de energia é conectado
kWrated	Potência nominal do armazenador de energia
kWhrated	Capacidade do armazenador de energia
dispmode	Modo de despacho
Daily	Curva de armazenamento e fornecimento

O parâmetro *dispmode* representa os modos de despacho no qual o sistema pode operar. Os sistemas de armazenamento de energia possuem, no total, cinco modos de despacho, que são controlados por dois parâmetros de acionamento: um gatilho para carregamento (*ChargeTrigger*) e outro para descarga (*DischargeTrigger*). A seguir mostra-se resumidamente a função dos dois principais modos:

1. **Modo Padrão (*Standard*)** : Nesse modo, os gatilhos de carga e descarga seguem uma curva de carga definida pelo usuário. O armazenador descarrega quando o valor da curva excede o valor especificado pelo gatilho de descarga (*DischargeTrigger*) e carrega quando fica abaixo do valor especificado pelo gatilho de carga (*ChargeTrigger*), ambos operando a potências fixas até que os limites sejam atingidos. Além disso, há um gatilho temporal (*TimeChargeTrigger*) no qual força o carregamento em um horário específico, independentemente da curva de carga, geralmente utilizado durante a madrugada para garantir energia disponível no pico do dia seguinte.
2. **Modo Seguidor (*Follow*)** : Nesse modo, o armazenamento segue uma curva de carga (*Loadshape*), carregando quando ela é negativa e descarregando quando é positiva, até atingir seus limites de carga ou descarga. As taxas são proporcionais à potência nominal (*kWrated*) do dispositivo. Além da potência ativa, o sistema também despacha potência reativa, limitada pela capacidade do inversor (kVA) e calculada conforme a combinação com a potência ativa no instante.

A seguir mostra-se como definir um objeto *Storage* no *script* do *OpenDSS*.

**Storage**

```
New Loadshape.storageShape npts=24 interval=1 mult=[0 0 -1 -1 -1 -1 -1 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0.8 0.9 0.94 1 0.94 0 0 0]
```

```
New Storage.Battery phases=3 Bus1=680 kV=4.16 kWrated=350 kWhrated=2000
~dispmode=follow daily=storageShape
```

## 2.6 Implementação de Controles no OpenDSS

No *OpenDSS*, os dispositivos de controle, como reguladores de tensão, bancos de capacitores automáticos, controles de inversores e de armazenamento, são modelados como objetos separados dos elementos responsáveis pelo transporte de energia, como linhas e transformadores. Diferente de outros softwares de simulação, onde o controle muitas vezes está embutido no próprio equipamento, no *OpenDSS* o controle é tratado de forma independente, funcionando como um agente observando o estado do sistema e executando ações baseadas em regras específicas. Para executar essa função, usa-se um algoritmo de controle interno conforme analisa-se a seguir.

### 2.6.1 Algoritmo de Controle Interno do OpenDSS

O algoritmo de controle interno do *OpenDSS* pode ser visto na Figura 2.8.

Nota-se pela Figura 2.8 o processo de simulação no *OpenDSS* sendo composto por 2 camadas, a camada em azul representa a simulação em um único passo de tempo. No interior da camada azul há uma camada em verde, representando o laço de controle, no qual primeiramente resolve-se o fluxo de potência do sistema sem considerar nenhuma ação de controle. Em seguida, os dispositivos de controle fazem uma amostragem do estado do sistema, verificando, por exemplo, as tensões nos pontos onde monitoram, e avaliando a necessidade de atuar. Caso algum controle precise intervir, uma mensagem é colocada em uma fila de controle chamada *Control Queue*, na qual organiza as ações dos controles, inclusive considerando atrasos temporais, quando aplicável. Quando chega o momento de executar a ação, essa mensagem é retirada da fila e o comando é realizado, como, por exemplo, alterar o *tap* de um transformador, conectar um banco de capacitores ou iniciar a carga de uma bateria. Após essa operação, o fluxo de potência é resolvido novamente, agora refletindo as mudanças feitas pelos controles. Esse ciclo se repete até

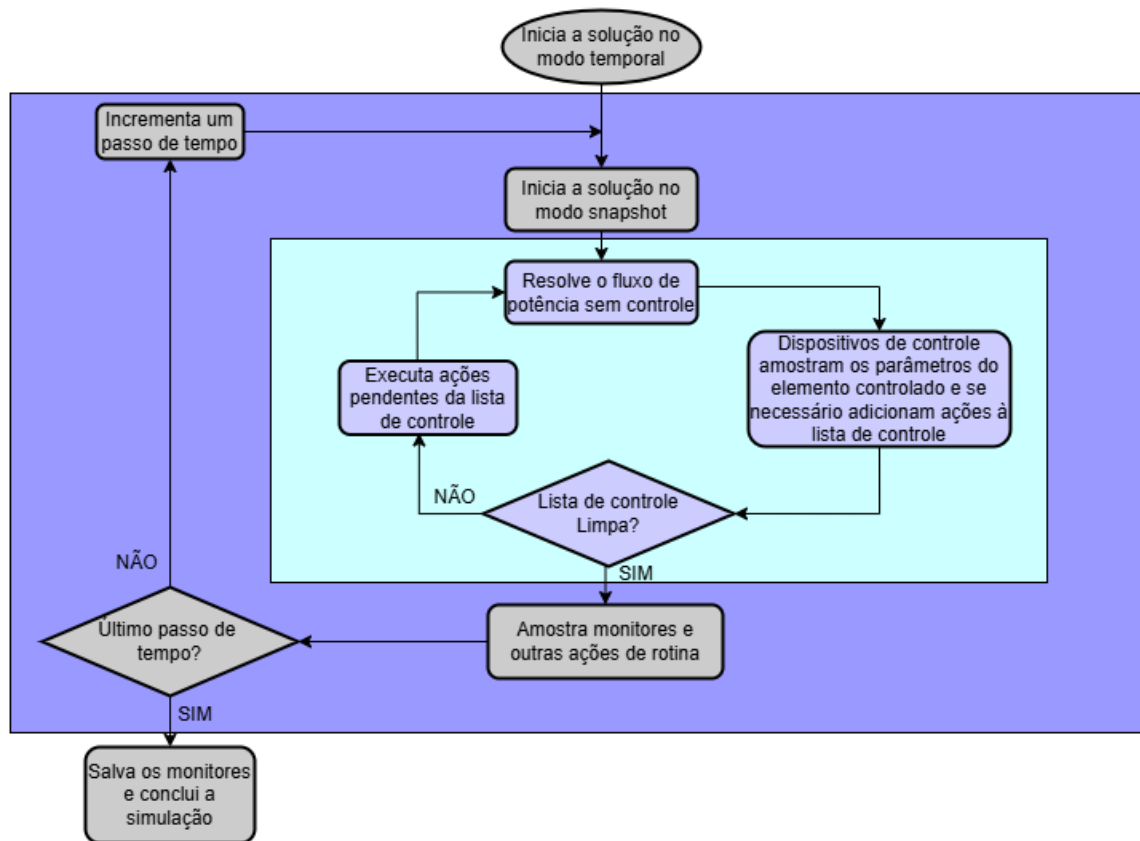


Figura 2.8: Algoritmo interno de controle do *OpenDSS*. Fonte: Adaptado de Rocha (2016).

não haver mais ações pendentes e o sistema tenha convergido.

O uso da Control Queue é essencial, pois permite o OpenDSS simular de forma realista os atrasos inerentes aos dispositivos de controle, como o tempo de comutação de um banco de capacitores ou o retardo na operação de um regulador de tensão. Isso proporciona uma representação mais fiel da operação dos sistemas elétricos no mundo real.

Esse modelo, no qual separa-se os dispositivos de controle dos elementos de transporte de energia, oferece grande flexibilidade, permitindo tanto a criação de modelos tradicionais de controle, como aqueles usados em redes de distribuição convencionais, quanto o desenvolvimento de modelos mais modernos, como controles para inversores inteligentes, armazenamento de energia e estratégias baseadas em sinais externos, como preço de energia ou comandos remotos. Além disso, essa arquitetura facilita análises operacionais em diferentes escalas de tempo, seja em simulações horárias, diárias, anuais ou até em estudos de variações rápidas.

### 2.6.2 O modelo *InvControl*

No *OpenDSS*, a modelagem dos inversores é feita de forma distribuída entre dois tipos principais de elementos: os elementos de conversão de potência, representados pelos objetos *PVSystem* e *Storage*, e o elemento de controle, representado pelo *InvControl*, conforme pode ser visto na Figura 2.9.

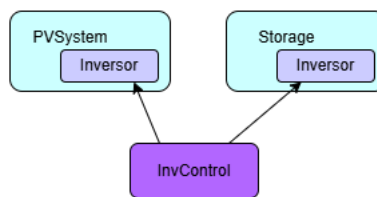


Figura 2.9: Representação do funcionamento do *InvControl*. Fonte: Autor.

Percebe-se na Figura 2.9 os inversores mesmo ligados aos modelos dos elementos *PVSystem* e *Storage* possuírem a possibilidade de em casos específicos serem controlados por um elemento externo chamado *InvControl*. Isso acontece devido os elementos *PVSystem* e *Storage* serem responsáveis pelas chamadas funções diretas. Essas funções são aquelas onde consegue-se alterar o valor da potência de saída do elemento PC sem a necessidade de um resultado prévio do fluxo de carga. Entre essas funções estão o controle de fator de potência constante, o fornecimento de potência reativa constante e a limitação da potência ativa, normalmente utilizada para redução do fornecimento de energia.

Por outro lado, o *InvControl* é responsável por implementar as funções dependentes da tensão, como *Volt-Var*, *Volt-Watt* e *Dynamic Reactive Current (DRC)*. Essas funções só podem ser aplicadas após a resolução do fluxo de carga, pois precisam conhecer o estado da tensão na rede naquele instante para decidir suas ações. Em suma, essa separação ocorre porque as funções diretas conseguem determinar o ponto de operação do inversor independentemente das condições da rede, enquanto as funções dependentes da tensão exigem a avaliação das variáveis elétricas do sistema antes de agir.

A ordem de operação no *OpenDSS* segue a seguinte lógica: primeiro, são calculadas as funções diretas associadas aos elementos *PVSystem* e *Storage*, definindo a potência ativa e reativa inicial. Em seguida, o programa executa as funções dependentes da tensão, via *InvControl*, e, se necessário, atualiza o fluxo de carga para refletir os novos ajustes. Além disso, o *OpenDSS* modela a curva de capacidade dos inversores, representando os limites operacionais entre potência ativa e reativa. Sempre quando o ponto de operação solicitado ultrapassar esses limites, aplica-se regras internas para decidir se a prioridade será manter a potência ativa ou ajustar a potência reativa, de acordo com os parâmetros configurados no modelo.

Para utilizar o elemento *InvControl*, configura-se dois grupos de propriedades: o primeiro reúne os parâmetros gerais, aplicáveis a todas as funções inteligentes de controle; já o segundo abrange os parâmetros específicos de cada função, podendo estar relacionados ao controle de potência reativa (*Reactive Control*), à limitação da potência ativa (*Active Limit*) ou a ambos, dependendo da aplicação desejada.

Na Tabela 2.3 mostra-se os principais parâmetros comuns a todas as funções.

Tabela 2.3: Descrição dos parâmetros utilizados para modelar o elemento *InvControl* no *OpenDSS*.

Parâmetro	Descrição
<i>DERList</i>	Lista dos elementos <i>PVSystem</i> e/ou <i>Storage</i> controlados.
<i>Mode</i>	Tipo de função inteligente do inversor.
<i>voltage_curvex_ref</i>	Base de tensão usada para calcular a tensão monitorada em pu.
<i>monBus</i>	Lista dos barramentos monitorados com seus respectivos nós.
<i>monBusesVbase</i>	Lista das tensões nominais dos barramentos e seus nós definidos na propriedade <i>monBus</i> .

A seguir mostra-se os argumentos que os parâmetros *mode* e *voltage\_curvex\_ref* podem receber.

- **mode**

- *VOLTVAR*: Função *Volt-Var* .
- *VOLTWATT*: Função *Volt-Watt* .
- *DYNAMICREACCURR*: Função de corrente reativa dinâmica.

- *WATTPF*: Função *Watt-PF* .
- *WATTVAR*: Função *Watt-Var* .

• **voltage\_curvex\_ref**

- *rated*: Usa a tensão nominal do elemento controlado como base.
- *avg*: Usa um valor médio como base, calculado a partir das tensões monitoradas em passos de tempo anteriores, armazenados em uma janela móvel com duração definida em *avgwindowlen*.
- *avg*: Usa a tensão nominal do elemento como base, mas calcula a tensão monitorada em pu com o valor médio da janela móvel, como na opção *avg*.

O segundo grupo de parâmetros nos quais define-se um elemento *InvControl* são aqueles específicos das funções. Mostra-se a seguir quais são os parâmetros que definem as funções VW e VV.

**Função *Volt-Watt* :**

Parâmetro	Descrição
voltwatt_curve	Nome do objeto XYCurve que contém a curva <i>Volt-Watt</i> .
VoltwattYAxis	Define o eixo Y, em pu, da curva <i>Volt-Watt</i> .

**Função *Volt-Var* :**

Parâmetro	Descrição
vvc_curve1	Nome do objeto XYCurve que contém a curva volt-var.

Ressalta-se o fato do parâmetro *VoltwattYAxis* possuir os seguintes modos que definem os valores em y e são os argumentos do parâmetro :

***PMPPPU*** : O eixo Y corresponde ao valor em pu da propriedade *Pmpp* do *PVSystem*.

***PAVAILABLEPU*** : O eixo Y corresponde ao valor em pu da potência ativa disponível do *PVSystem*.

***PCTPMPPPU*** : O eixo Y corresponde ao valor em pu da potência *Pmpp* multiplicada por 1/100 da propriedade *%Pmpp* do *PVSystem*.

***KVARATINGPU*** : O eixo Y corresponde ao valor em pu da propriedade kVA do PVSystem.

Por fim, mostra-se como definir um elemento *InvControl* operando com a estratégia *Volt-Watt* no *OpenDSS*.

#### InvControl

```
New InvControl.VoltWattCtrl1 mode=VOLTWATT voltage_curve.ref=rated  
~voltwatt_curve=VoltWattCurve VoltwattYAxis=PAVAILABLEPU  
DERList=[PVSystem.PV1]
```

## 2.7 A Biblioteca *py\_dss\_interface*

Conforme discutido na Seção 2.5.1, o *OpenDSS* integra uma interface COM na versão DLL do *software* com o objetivo de superar algumas limitações do programa original, nas quais antes era mais restrito a sua interface própria ou a arquivos estáticos. Na prática, essa interface COM funciona como uma ponte permitindo outros programas externos de controlarem o *software*, executando simulações e alterando parâmetros dinamicamente. Dessa forma, não é necessário trabalhar exclusivamente dentro do ambiente do próprio *software*, ou seja, pode-se desenvolver *scripts próprios*, com automações e análises em linguagens como *Python*, *MATLAB*, *R*, *C#* ou *VBA*.

Por outro lado, o *py\_dss\_interface* é uma biblioteca que permite o *OpenDSS* ser controlado diretamente pela linguagem de programação *Python*. Na prática, essa interface também funciona como uma ponte entre o *OpenDSS* e o *Python*, possibilitando o usuário executar simulações, alterar parâmetros, coletar resultados e automatizar análises diretamente através de *scripts Python*, de forma muito mais flexível e programável em relação à interface tradicional do *OpenDSS*.

Além disso, essa ferramenta é oficialmente mantida e aprovada pela própria *EPRI*, sendo amplamente utilizada em projetos de pesquisa, por concessionárias de energia e consultores do setor elétrico. A seguir, analisa-se resumidamente as vantagens dessa biblioteca em relação a interface *COM*.

### 2.7.1 Vantagens do *py\_dss\_interface* em relação a interface *COM*

O *py\_dss\_interface* é uma alternativa mais moderna e eficiente à interface *COM* para controlar o *OpenDSS* com *Python*. Isso se deve ao fato dele dispensar a instalação do programa no *Windows*, pois já inclui uma versão compatível, e ser multiplataforma, funcionando também no *Linux*. Além disso, permite executar múltiplas instâncias do *OpenDSS* simultaneamente, e também garante maior estabilidade no controle de versões, evitando que atualizações do *OpenDSS* quebrem o código *Python*. Por fim, umas das grandes vantagens é o fato de poder fazer uma integração nativa às *IDEs*, como *PyCharm* e *Vs-Code*, proporcionando uma experiência mais produtiva e robusta para desenvolvimento de simulações de sistemas elétricos.

## 2.8 Considerações Finais

A crescente inserção de SFVs nas redes de distribuição representa um marco na transição para sistemas elétricos mais sustentáveis e descentralizados. Neste capítulo, evidencia-se o papel central dos inversores, não apenas como interfaces entre os dispositivos e a rede, mas como agentes ativos no controle da qualidade da energia e da estabilidade do sistema. A compreensão de seus princípios operacionais, bem como dos impactos técnicos de sua conexão, é fundamental para identificar os desafios e explorar as oportunidades que emergem com essa transformação. Além disso, as funções inteligentes embarcadas nesses equipamentos demonstram grande potencial para contribuir com uma operação mais eficiente e segura das redes, desde que combinadas com estratégias que possam reduzir os problemas econômicos e torná-las mais atraentes para quem as utiliza, reforçando assim a importância de estratégias de controle avançadas na modernização do setor elétrico. Além disso, o *OpenDSS* mostra-se uma plataforma robusta para representar o comportamento dinâmico de sistemas fotovoltaicos e de dispositivos de armazenamento em redes de distribuição, permitindo a análise de diferentes estratégias de operação e controle. A utilização dos modelos *PVSystem* e *Storage* possibilita a inclusão explícita da geração distribuída e do armazenamento de energia na rede, com parâmetros ajustáveis que refletem condições reais de operação. Por sua vez, a biblioteca *py\_dss\_interface* viabiliza a interface em *Python* com o *OpenDSS*, automatizando a execução das simulações, a varredura de cenários e a coleta sistemática dos resultados. Em conjunto, esses recursos

constituem a base computacional necessária para o desenvolvimento e a implementação das estratégias de controle propostas nos capítulos seguintes, permitindo que a análise de desempenho técnico e de equidade seja conduzida de forma flexível, reprodutível e em larga escala.

# Capítulo 3

## Introdução à Teoria dos Jogos

### 3.1 Introdução

No capítulo 2, examina-se os princípios operacionais dos inversores e carregadores. A função embarcada *Volt-Watt* é discutida em detalhes, evidenciando seu papel como ferramenta relevante para o controle da rede elétrica em cenários de alta penetração de sistemas fotovoltaicos. Entretanto, quando mal planejada, essa função pode gerar efeitos financeiramente danosos para os proprietários de sistemas fotovoltaicos. Nesse contexto, torna-se essencial o desenvolvimento de estratégias de controle para mitigar os conflitos de interesse e as limitações operacionais decorrentes do uso do CVW. A Teoria dos Jogos, enquanto ferramenta matemática, oferece um arcabouço robusto para modelar e resolver tais conflitos, permitindo a tomada de decisões coordenadas entre os diversos agentes do sistema. Dessa forma, este capítulo tem como objetivo apresentar um breve resumo teórico da Teoria dos Jogos, bem como sua aplicação integrada no desenvolvimento de estratégias de controle para redes com alta penetração de geração distribuída.

### 3.2 Introdução à Teoria dos Jogos aplicada à Rede de Distribuição

A crescente complexidade das redes de distribuição de energia decorre da transição de um modelo centralizado para um sistema mais descentralizado. Essa transformação é impulsionada pela expansão da geração distribuída, pela integração de fontes renováveis e armazenadores de energia e pela participação ativa dos consumidores por meio da resposta

à demanda. Além disso, há uma demanda crescente por uma operação mais eficiente da rede elétrica.

Nesse cenário, diversos agentes, como concessionárias, consumidores, produtores e operadores de mercado, interagem, cooperam, competem e negociam recursos. Para compreender e otimizar essas interações estratégicas entre múltiplos agentes, a teoria dos jogos surge como uma ferramenta fundamental.

Na teoria dos jogos, os jogadores são os tomadores de decisão do modelo, podendo representar indivíduos, empresas, reguladores ou até inversores em uma rede elétrica. Cada jogador é assumido como racional, isto é, escolhe ações visando maximizar seu próprio benefício de acordo com suas preferências. As estratégias correspondem aos planos de ação disponíveis a cada jogador. O payoff, por sua vez, é o “ganho” ou “utilidade” que cada jogador recebe, dado o perfil de estratégias escolhido por todos, podendo representar lucro, custo, bem-estar, energia ou qualquer outra medida de interesse, e é formalizado por uma função que associa a cada combinação de estratégias um valor numérico para cada jogador.

A teoria dos jogos possibilita modelar situações nas quais cada agente toma decisões onde afeta-se não apenas seu próprio resultado, mas também os resultados dos demais participantes. Existem dois tipos principais de jogos aplicáveis às redes de distribuição: jogos não cooperativos e jogos cooperativos.

Nos jogos não cooperativos, cada agente age de forma independente, buscando maximizar seu próprio benefício. O conceito central aqui é o equilíbrio de Nash, no qual representa uma situação onde nenhum agente tem incentivo para mudar sua estratégia de forma unilateral. Exemplos incluem concessionárias competindo no mercado de energia, consumidores ajustando seu consumo conforme preços dinâmicos, e agregadores disputando a prestação de serviços auxiliares.

Por outro lado, nos jogos cooperativos, os agentes podem formar coalizões e trabalhar em conjunto para alcançar objetivos comuns. Nesses casos, é fundamental definir como dividir os benefícios ou custos gerados pela cooperação de maneira justa e estável. Ferramentas como o núcleo (*core*), o *nucleolus* e o valor de Shapley são utilizadas para essa finalidade. Exemplos de aplicação incluem comunidades de prosumidores negociando energia entre si, divisão dos custos de expansão da rede entre participantes, e colaboração entre operadores locais para gerenciar restrições técnicas da rede.

Ao aplicar a teoria dos jogos em redes de distribuição, é possível otimizar os processos decisórios, promovendo decisões mais eficientes considerando o impacto das ações dos demais agentes. Além disso, a teoria dos jogos favorece a cooperação, auxiliando na criação de regras, contratos e incentivos para os agentes colaborarem de forma justa e eficaz. Também oferece soluções para desafios técnicos relacionados à alocação de energia, controle de tensão, uso eficiente da infraestrutura e equilíbrio entre oferta e demanda. Por fim, contribui para o entendimento dos comportamentos estratégicos dos agentes, facilitando a previsão e o planejamento no ambiente operacional e de mercado.

### 3.2.1 Conceitos Fundamentais de Jogos Cooperativos

Segundo [Peleg and Sudhölter \(2007\)](#), um jogo cooperativo apresenta duas categorias:

1. Jogos cooperativos na forma coalicional;
2. Jogos cooperativos na forma estratégica.

Define-se um jogo coalicional ou estratégico como cooperativo quando os jogadores possuem a possibilidade de firmar acordos vinculativos sobre a distribuição dos pagamentos ou sobre a escolha das estratégias, mesmo quando esses acordos não estão especificados nem estão implícitos nas regras formais do jogo.

Dessa forma, uma vez estabelecido um acordo, todos os jogadores envolvidos são obrigados a cumpri-lo, seja por meio de mecanismos externos, como contratos legais, penalidades, ou por garantias internas de confiança mútua. No ambiente de jogos cooperativo, ao contrário dos jogos não cooperativos, os jogadores podem se unir, formar coalizões e negociar de forma coletiva, buscando resultados mais vantajosos para o grupo como um todo.

Além disso, nos jogos cooperativos, o foco não está na escolha de estratégias individuais, mas sim na formação de coalizões e na divisão dos ganhos ou custos gerados pela cooperação. Esse modelo permite analisar como os benefícios oriundos da colaboração podem ser distribuídos de maneira justa, eficiente e estável entre os participantes. Por esse motivo, jogos cooperativos são amplamente utilizados na modelagem de situações econômicas, redes elétricas e outros sistemas onde a cooperação entre agentes é fundamental.

Os jogos cooperativos na forma coalicional podem ser classificados em duas categorias fundamentais, de acordo com a possibilidade ou não de transferência de utilidade entre os jogadores:

1. Jogos com Utilidade Transferível (TU);
2. Jogos com Utilidade Não Transferível (NTU).

Esta distinção é essencial para compreender a forma como os ganhos oriundos da cooperação são modelados e distribuídos entre os participantes. Nos jogos com utilidade transferível, assume-se que o valor gerado pela cooperação pode ser livremente dividido entre os membros de uma coalizão, cuja única restrição é a dada pela Equação 3.1. Formalmente, define-se, um jogo TU por um par  $(N, v)$  onde  $N$  é o conjunto de jogadores e  $v : 2^N \rightarrow \mathbb{R}$  é a função de valor da coalizão, na qual atribui a cada subconjunto  $S \subseteq N$  um valor  $v(S)$ , representando o montante total que a coalizão  $S$  pode gerar. Por convenção,  $v(\emptyset) = 0$ . Quando uma coalizão  $S$  se forma ela pode escolher qualquer vetor de pagamentos  $x \in \mathbb{R}^S$  tal que:

$$\sum_{i \in S} x_i \leq v(S) \quad (3.1)$$

Esse modelo é aplicável em contextos onde há um meio de troca comum, como dinheiro, e as utilidades são lineares, aditivas e comparáveis entre os jogadores. Por essa razão, os jogos TU são amplamente utilizados em problemas como alocação de custos, divisão de lucros e negociação econômica.

Por outro lado, os jogos com utilidade não transferível são adequados para modelar situações onde não é possível transferir utilidade diretamente entre os jogadores, seja por restrições tecnológicas, preferências não lineares ou pela natureza dos bens envolvidos (como recursos indivisíveis ou bens públicos). Diferente dos jogos TU, nos jogos NTU não se atribui um valor numérico único a cada coalizão, mas sim um conjunto de vetores de *payoff* possíveis, no qual representa os resultados alcançados pela coalizão de acordo com suas restrições e preferências internas.

Outrossim, um jogo cooperativo na forma estratégica é um tripla apresentada na Equação 3.2

$$N, \left( \sum_{\emptyset \neq S \subseteq N} (S) \right), (u^i)_{i \in N} \quad (3.2)$$

na qual admite-se as seguintes propriedades:

1.  $N$  é um conjunto finito e não vazio.
2. Para cada coalizão  $\phi \neq S \subseteq N$ ,  $\Sigma(S)$  é um conjunto não vazio (o conjunto de estratégias da coalizão  $S$ ).
3. Se  $\phi \neq S, T \subseteq N$  e  $S \cap T = \phi$ , então  $\Sigma(S \cup T) \supseteq \Sigma(S) \times \Sigma(T)$ .
4. Para todo  $i \in N$ ,  $u^i : \Sigma N \rightarrow \mathbb{R}$  é uma função de *payoff*.

Ou seja, o conjunto  $N$  representa o grupo de jogadores do jogo, sendo finito e não vazio. Para cada coalizão  $S$ , onde  $S$  é um subconjunto não vazio de  $N$ , associa-se um conjunto  $\Sigma(S)$ , correspondente ao conjunto de estratégias possíveis para essa coalizão.

Além disso, assume-se uma propriedade de coerência nas escolhas das coalizões: se  $S$  e  $T$  são coalizões disjuntas, ou seja,  $S \cap T = \phi$ , então o conjunto de estratégias da coalizão formada pela união desses grupos,  $\Sigma(S \cup T)$ , deve conter, no mínimo, todas as combinações possíveis das estratégias individuais de  $S$  e  $T$ .

Por fim, cada jogador  $i \in N$  possui uma função de payoff, representada por  $u^i : \Sigma(N) \rightarrow \mathbb{R}$ , na qual associa a cada perfil de estratégias da coalizão total  $S$  um valor real, refletindo o ganho, benefício ou utilidade obtido pelo jogador a partir das estratégias adotadas.

### 3.2.2 As Soluções de Jogos Cooperativos

Em teoria dos jogos cooperativos, quando se define um jogo  $(N, v)$ , onde  $N$  representa o conjunto de jogadores e  $v$  é a função de valor na qual associa a cada coalizão o valor total que ela pode alcançar, é possível determinar quais são os *payoffs factíveis*, ou seja, quais distribuições de ganhos entre os jogadores são possíveis, conforme a Equação 3.3

$$X^*(N, v) = \{x \in \mathbb{R}^N \mid x(N) \leq v(N)\} \quad (3.3)$$

O conjunto apresentado na Equação 3.3 representa todas as distribuições de *payoff* na qual respeita-se a condição da soma dos ganhos dos jogadores não ultrapassar o valor total da grande coalizão  $v(N)$ . De outra forma, o total distribuído entre os jogadores não pode exceder aquilo que é possível alcançar coletivamente.

Uma solução é uma regra ou critério na qual seleciona-se dentro desse conjunto  $X^*(N, v)$  quais as distribuições consideradas aceitáveis, estáveis ou justas para aquele jogo. Essa solução pode ser definida de duas maneiras: restrições matemáticas ou axiomas.

Alguns exemplos de requisitos aplicáveis para um conceito de solução baseada em axiomas podem ser :

- **Eficiência**, onde exige-se a soma dos pagamentos atribuídos a todos os jogadores como sendo exatamente igual ao valor total da grande coalizão.
- **Racionalidade individual**, garantindo ao participante receber mais do que poderia obter atuando isoladamente.
- **Existência e unicidade**, assegurando uma solução bem definida e única para qualquer configuração de jogo.
- **Marginalidade**, onde o valor destinado a cada jogador dependa exclusivamente de sua contribuição marginal às diferentes coalizões.
- **Monotonicidade**, segundo a qual, se a contribuição de um jogador aumenta, seu pagamento não pode diminuir.
- **Simplicidade computacional**, favorecendo soluções na qual possa ser obtida de forma eficiente, especialmente com o crescimento do número de jogadores.
- **Simetria**, onde determina-se compensações iguais para jogadores com papéis idênticos no jogo .
- **Aditividade**, princípio pelo qual, se dois jogos forem combinados, a recompensa de cada jogador deve ser a soma dos valores recebidos em cada jogo separadamente.

Assim, a solução representa o conjunto de todas as possíveis distribuições finais dos ganhos que satisfazem os critérios estabelecidos. Cada elemento desse conjunto é uma possível forma de dividir os benefícios do jogo entre os participantes de forma considerada aceitável segundo a teoria adotada. Alguns exemplos de solução são abordados sucintamente a seguir.

### 3.2.2.1 Valor de Shapley

O Valor de Shapley é um conceito fundamental na teoria dos jogos cooperativos, utilizado para determinar uma forma justa de dividir os ganhos resultantes da cooperação entre os jogadores. A ideia central está no fato de cada jogador receber um valor proporcional à sua contribuição marginal, ou seja, ao quanto ele efetivamente acrescenta ao valor total gerado pelas diferentes coalizões formadas.

O cálculo do Valor de Shapley considera todas as ordens possíveis nas quais os jogadores podem se unir, e avalia, para cada uma dessas ordens, qual é o incremento no valor da coalizão no momento da entrada de um jogador. Ao final, faz-se a média dessas contribuições marginais, gerando uma distribuição equitativa dos ganhos entre todos os participantes.

Esse valor possui propriedades matemáticas na qual garantem a noção de justiça na divisão dos recursos. A primeira é a eficiência, assegurando a distribuição de toda a riqueza ou benefício gerado pela coalizão total entre os jogadores. A segunda é a simetria, garantindo o recebimento de valores iguais para jogadores que contribuem da mesma forma em qualquer coalizão. A terceira é o princípio do jogador nulo, segundo o qual, se um jogador não acrescenta valor a nenhuma coalizão, ele receberá zero. Por fim, há a aditividade, permitindo, caso existam dois jogos diferentes, o valor de cada jogador no jogo combinado seja simplesmente a soma dos valores que ele receberia em cada jogo individualmente.

Dessa forma, o Valor de Shapley não apenas oferece uma solução teórica elegante, mas também é amplamente aplicado em situações práticas, como divisão de custos, formação de parcerias, mercados de energia e economia compartilhada, sempre garantindo uma alocação justa dos recursos conforme a participação efetiva de cada agente no processo cooperativo.

### 3.2.2.2 O Núcleo

O núcleo, dentro da teoria dos jogos cooperativos, é um conceito de solução na qual busca-se garantir a estabilidade das alocações entre os jogadores. Ele parte da ideia da distribuição ser considerada estável, ou seja, nenhum grupo de jogadores deve ter incentivo para se desviar da coalizão total e formar um subgrupo na qual lhe proporcione uma recompensa maior daquela recebida na alocação proposta.

Em termos práticos, uma alocação está no núcleo se atende a dois critérios principais. O primeiro é a racionalidade individual, assegurando ao jogador no mínimo o valor no qual ele poderia obter sozinho. O segundo é que nenhuma coalizão de jogadores consiga obter, por conta própria, um valor superior ao atribuído na alocação atual. Caso contrário, essa coalizão teria motivos para se desvincular do acordo geral, tornando o arranjo instável.

Portanto, o núcleo representa o conjunto de todas as distribuições possíveis nas quais são estáveis, no sentido de todos os grupos estarem satisfeitos com os valores recebidos e não encontrarem vantagem em se reorganizar em subcoalizões. Isso faz do núcleo uma ferramenta essencial para analisar situações onde a cooperação entre os participantes deve ser sustentável e mutuamente benéfica no longo prazo.

### 3.2.2.3 Nucleolus

O *nucleolus* é um conceito de solução na teoria dos jogos cooperativos na qual busca-se a divisão mais justa possível, focando na redução das maiores insatisfações dentro de um grupo. A ideia central é uma ampliação da ideia de núcleo, dessa forma, ao invés de simplesmente garantir a vontade das coalizões em não se separar (como faz o núcleo), o *nucleolus* procura a alocação onde minimiza-se, de forma hierárquica, os maiores descontentamentos entre todas as coalizões possíveis.

Para isso, ele calcula o chamado excesso, no qual é a diferença entre o valor obtido por uma coalizão ao se unir sozinha e o valor obtido na distribuição proposta. O objetivo do *nucleolus* é reduzir o maior desses excessos. Se houver mais de uma forma de fazer isso, ele olha para o segundo maior, depois para o terceiro, e assim por diante, até encontrar a distribuição que minimiza todos esses valores da maneira mais equilibrada possível.

Na prática, isso garante que nenhum grupo se sinta extremamente prejudicado em relação ao que poderia obter por conta própria, trazendo um equilíbrio que resulta na alocação mais estável possível dentro dos critérios do jogo. É, portanto, um método onde busca-se não apenas estabilidade, mas também um sentido forte de equidade dentro da cooperação.

### 3.2.2.4 A solução de Barganha de Nash

A solução de barganha de Nash é um conceito da teoria dos jogos na qual busca-se definir uma maneira justa e eficiente de dividir os ganhos resultantes de uma negociação

entre duas ou mais partes. A lógica central está na decisão de cooperação entre os jogadores, se eles decidirem cooperar então eles devem escolher um acordo no qual maximiza-se o benefício conjunto, levando em conta o ganho obtido por cada jogador caso não houvesse acordo, conhecido como ponto de desacordo.

Na prática, o acordo ideal não é simplesmente aquele no qual maximiza-se o total, mas sim aquele onde equilibra-se os ganhos relativos de cada participante em relação ao valor perdido caso não chegassem a um entendimento. Matematicamente, essa solução maximiza o produto das utilidades excedentes, ou seja, o quanto cada um ganha além do seu ponto de desacordo.

Esse conceito também reflete o poder de barganha de cada jogador. Se ambos estão em situações de dependência mútua, a solução tende a ser equilibrada. Mas, se um jogador depende menos do acordo (tem um ponto de desacordo mais alto), ele terá uma vantagem proporcional na divisão dos benefícios. Portanto, a solução de Nash oferece uma maneira formal de determinar acordos mutuamente vantajosos, baseando-se na ideia de justiça, equilíbrio e maximização dos ganhos da cooperação.

Neste trabalho, usa-se a solução de barganha de Nash para o cenário onde deseja-se maximizar a geração de energia solar fotovoltaica sem afetar a estabilidade do sistema e ao mesmo tempo diminuir as perdas técnicas da rede. Portanto, é essencial analisar detalhadamente a teoria por trás da solução de barganha.

### 3.3 Problema da Barganha

Analisa-se a seguir os fundamentos da teoria da barganha proposto pelo matemático John Nash, para esse propósito examina-se a referência [Osborne and Rubinstein \(1990\)](#) na qual será discutida adiante. A teoria da barganha busca compreender como as características de uma situação influenciam o resultado do processo de negociação. É importante destacar o fato desse ramo da teoria dos jogos não se dedicar a discutir aspectos normativos, como a definição de um acordo justo, socialmente ideal ou adequado segundo um árbitro externo. Da mesma forma, essa abordagem não foca em técnicas práticas de negociação, mas sim em construir modelos formais capazes de prever e analisar os desfechos possíveis a partir da interação estratégica dos agentes.

A teoria da barganha, conforme apresentada por Nash em 1950, nos oferece uma

estrutura para analisar situações onde duas ou mais pessoas (ou jogadores) tentam chegar a um acordo mutuamente benéfico. Esse conjunto de barganhadores é representado pelo conjunto  $N$ .

Os jogadores podem:

- **Chegar a um acordo**, escolhido dentro de um conjunto  $A$  de possibilidades. Esse acordo pode ser algo simples, como definir um preço, ou algo complexo, como escolher uma estratégia de controle de tensão dentre das possibilidades existentes.
- **Não chegar a acordo**, e então ocorre um evento chamado de **desacordo**, representado pela letra  $D$ , no qual representa a situação onde cada jogador fica com o valor obtido caso a negociação tivesse falhado.

Cada jogador tem uma forma de ordenar suas preferências sobre todas as possibilidades, isso inclui todos os acordos possíveis  $A$  e o desacordo  $D$ . Essas preferências são representadas por uma relação de ordem  $\succeq_i$  para o jogador  $i$ . A notação  $a \succeq_i b$  significa que o jogador  $i$  prefere um acordo  $a$  em relação a outro  $b$ , ou é indiferente entre eles.

Um ponto importante desse modelo é a definição de um resultado único caso os jogadores não consigam um acordo, ou seja, o desacordo  $D$  é único e bem definido. Isso simplifica a análise, mas também é uma limitação, já que na vida real pode haver várias consequências diferentes quando a negociação falha.

As atitudes dos jogadores em relação ao risco são essenciais para entender como eles tomam decisões durante a barganha. Isso porque, mesmo quando a barganha parece não envolver risco diretamente, a incerteza sobre o comportamento do outro jogador pode causar falhas na negociação. Por isso, o modelo incorpora as preferências dos jogadores sobre loterias (situações onde os resultados são probabilísticos) e não apenas sobre resultados certos. Essa abordagem segue a teoria de utilidade esperada de von Neumann e Morgenstern.

Cada jogador possui uma função utilidade  $u_i$ , na qual atribui um valor numérico para cada possível acordo ou para o desacordo. Essa função permite comparar situações incertas de forma racional, considerando o valor esperado dos resultados.

Dado o conjunto de acordos possíveis e as preferências dos jogadores, pode-se construir um conjunto  $S$  contendo todos os pares de utilidade no qual os dois jogadores podem

obter ao chegarem a algum acordo. Também pode-se incluir o ponto  $d$ , representando as utilidades dos jogadores no caso de desacordo.

A partir disso, o problema básico da barganha é representado pelo par  $\langle S, d \rangle$ , onde:

- $S$ : todos os resultados possíveis de acordos,
- $d$ : resultado do desacordo.

Uma solução de barganha não é um único resultado para uma situação específica, mas sim uma regra: para qualquer situação definida pelo par  $\langle S, d \rangle$ , é possível determinar qual será o acordo escolhido ou se haverá desacordo.

Assim, uma solução é uma função na qual atribui-se a cada conjunto de possíveis acordos um resultado, no qual pode ser um acordo específico ou o fracasso da barganha.

A definição de um problema de barganha é dado a seguir.

#### Definição 3.1

Um problema de barganha é um par  $\langle S, d \rangle$ , onde  $S \subset \mathbb{R}^2$  é um conjunto compacto (i.e, fechado e limitado) e convexo,  $d \in S$  e existe  $s \in S$  tal que  $s_i > u_i$  para  $i = 1, 2$ . O conjunto de todos os problemas de barganha é denotado por  $B$ . Uma solução de barganha é uma função  $f : B \rightarrow \mathbb{R}^2$  que associa a cada problema de barganha  $\langle S, d \rangle \in B$  um único elemento de  $S$ .

Dessa forma, um problema de barganha é uma situação onde dois ou mais jogadores podem escolher entre diferentes acordos representados por um conjunto  $S$ , no qual é fechado, limitado e convexo. Esse conjunto contém todas as combinações possíveis de ganhos obtidos se cooperarem. Existe também um ponto de desacordo  $d$ , na qual a definição exige a sua inclusão em  $S$ , e que represente o valor obtido por cada jogador caso eles não cheguem a um acordo. Para a barganha fazer sentido, deve existir pelo menos um acordo em  $S$  que seja melhor para ambos do que o ponto de desacordo. A partir desse problema, uma solução de barganha é uma regra na qual indica-se qual acordo justo será escolhido dentro desse conjunto, levando em conta as preferências e restrições dos jogadores.

## 3.4 Os axiomas de Nash

Nash não buscou desenvolver um modelo no qual representasse, passo a passo, como ocorre um processo real de negociação entre as partes. Seu modelo não descreve um método específico de como as negociações acontecem na prática. Ao invés disso, ele adotou uma abordagem baseada em princípios (ou axiomas).

A ideia central é selecionar alguns critérios ou propriedades razoáveis e desejáveis para qualquer solução de barganha. A partir desses princípios, Nash demonstrou a possibilidade de chegar a uma única solução na qual satisfizesse todas essas condições.

Dentro desse contexto, Nash formalizou quatro axiomas fundamentais que uma solução de barganha deve seguir. Essa solução é expressa matematicamente como uma função  $f : B \rightarrow \mathbb{R}^2$  ou seja, uma função onde, para cada problema de barganha  $B$ , associa-se um par de resultados (um para cada jogador) no espaço de utilidades  $\mathbb{R}^2$ <sup>1</sup>. A seguir, analisa-se esses axiomas.

### 3.4.1 Axioma da Invariância

O primeiro deles formaliza a suposição sobre a informação realmente importante dentro de uma negociação, na qual cita-se as preferências dos jogadores, e não as funções de utilidade específicas usadas para representá-las.

Um problema de barganha  $\langle S', d' \rangle$  é obtido a partir de  $\langle S, d \rangle$  por meio das transformações:

$$s_i \mapsto \alpha_i + \beta_i \text{ para } i = 1, 2$$

se, ao mesmo tempo

$$d'_i = \alpha_i d + \beta_i \text{ para } i = 1, 2$$

e

$$S' = \{(\alpha_1 s_1 + \beta_1, \alpha_2 s_2 + \beta_2) \in \mathbb{R} : (s_1, s_2) \in \mathbb{R}\}$$

se  $\alpha_i > 0$  para  $i = 1, 2$ , então  $\langle S', d' \rangle$  também é um problema de barganha válido.

<sup>1</sup>No artigo original Nash desenvolveu seu resultado considerando apenas 2 jogadores.

**Axioma da Invariância**

Suponha que o problema de barganha  $\langle S', d' \rangle$  seja obtido de  $\langle S, d \rangle$  pelas transformações  $s_i \mapsto \alpha_i + \beta_i$  para  $i = 1, 2$ , com  $\alpha_i > 0$ . Então, o axioma estabelece:

$$f_i(S', d') = \alpha_i f_i(S, d) + \beta_i \text{ para } i = 1, 2 \quad (3.4)$$

Ou seja, se aceitamos as preferências e não os valores numéricos específicos das utilidades como sendo o fato decisório realmente importante, então os dois problemas de barganha  $\langle S', d' \rangle$  e  $\langle S, d \rangle$  representam exatamente a mesma situação.

**3.4.2 Axioma da Simetria**

O Axioma de Simetria, presente na solução de barganha de Nash, estabelece o seguinte princípio: se os jogadores envolvidos estiverem em condições completamente equivalentes dentro do problema de negociação, então a solução deve ser a mesma para ambos. Ou seja, caso não haja nenhuma diferença entre os jogadores ( seja em relação às preferências, às utilidades mínimas (pontos de desacordo) ou à estrutura dos acordos possíveis ), o resultado da barganha precisa ser igual para todos.

Na prática, esse axioma garante o fato do modelo ser imparcial em situações simétricas, ou seja, não favorecer nenhum dos participantes. Assim, se os jogadores são intercambiáveis dentro da representação do problema, a divisão dos ganhos será feita de forma igualitária, refletindo essa igualdade estrutural no resultado final da negociação.

**Axioma da Simetria**

Se o problema de barganha  $\langle S, d \rangle$  é simétrico, então a solução deve satisfazer

$$f_1(S, d) = f_2(S, d) \quad (3.5)$$

**3.4.3 Axioma da Independência de Alternativas Irrelevantes**

O axioma da Independência de Alternativas Irrelevantes estabelece que o resultado de um problema de barganha não deve ser influenciado por alternativas nas quais não serão escolhidas no acordo final. Em outras palavras, se em um determinado conjunto de possibilidades os jogadores concordam com uma solução específica, essa solução deve per-

manecer a mesma, mesmo quando algumas alternativas disponíveis anteriormente forem removidas.

Esse axioma reflete a ideia acerca das opções descartadas durante o processo de barganha não deverem mais ter influência sobre o acordo final. Portanto, a solução deve se basear exclusivamente nas alternativas consideradas relevantes pelos jogadores.

#### Axioma da Independência de Alternativas Irrelevantes

Se  $\langle S, d \rangle$  e  $\langle S', d' \rangle$  são problemas de barganha, com  $S \subset D$  e  $f(T, d) \in S$ , então  $f(S, d) = f(T, d)$ .

### 3.4.4 Axioma da Eficiência de Pareto

O axioma de Eficiência de Pareto estabelece que os jogadores jamais devem concordar com um resultado ineficiente no sentido de Pareto. Ou seja, se existir um outro resultado possível no qual ambos os jogadores estejam estritamente melhores, então esse resultado inferior não pode ser a solução escolhida. Caso os jogadores aceitassem um acordo pior, isso indicaria a possibilidade de uma renegociação, ou seja, eles poderiam continuar negociando tomando esse resultado ineficiente como o novo ponto de desacordo.

Esse axioma também carrega uma implicação importante: ele pressupõe que os jogadores nunca escolhem ficar sem acordo, pois foi assumido desde o início a existência de ao menos um acordo melhor para ambos em comparação ao ponto de desacordo. Além disso, se considerarmos cada possível acordo não se referindo apenas ao conteúdo do contrato, mas também ao momento firmado e assumindo o próprio processo de negociação como um consumidor de tempo e recursos, então o axioma de Pareto leva à conclusão de que o acordo deve ser alcançado imediatamente, de forma a evitar perdas decorrentes de atrasos.

#### Axioma da Eficiência de Pareto

Suponha que  $\langle S, d \rangle$  seja um problema de barganha,  $s \in S$ ,  $t \in S$ , e que  $t_i > s_i$  para  $i = 1, 2$ . Então,  $f(S, d) \neq s$ .

## 3.5 O Teorema de Barganha de Nash

O modelo de barganha desenvolvido por Nash é construído a partir de uma abordagem axiomática, ou seja, fundamentado em princípios básicos que descrevem propriedades desejáveis para uma solução de barganha. A principal contribuição desse modelo é a demonstração de que existe uma única solução que satisfaz simultaneamente os quatro axiomas propostos: invariância em relação a transformações lineares das utilidades, simetria entre os jogadores, independência de alternativas irrelevantes e eficiência de Pareto.

A solução encontrada, conhecida como Solução de Barganha de Nash, é obtida de forma bastante elegante e intuitiva. Ela corresponde ao par de utilidades que maximiza o produto dos ganhos de cada jogador em relação ao resultado de desacordo.

### Teorema de barganha de Nash

Existe uma única solução de barganha  $f : B \rightarrow \mathbb{R}^2$  que satisfaz os quatro axiomas de Nash. Essa solução é dada por:

$$f_N(S, d) = \arg \max_{(d_1, d_2) \leq (s_1, s_2) \in S} (s_1 - d_1)(s_2 - d_2) \quad (3.6)$$

Ou seja, a solução corresponde ao ponto do conjunto factível  $S$  que maximiza o produto dos ganhos de utilidade de cada jogador em relação ao ponto de desacordo  $d$ .

Essa formulação reflete uma noção de equidade, na qual ambos os jogadores buscam maximizar conjuntamente seus benefícios em relação ao que obteriam na ausência de acordo. Além disso, a solução garante que nenhum dos jogadores aceite um acordo que seja inferior ao seu ponto de desacordo, respeitando, assim, a racionalidade individual e a cooperação eficiente.

### 3.5.1 Extensão da SBN para mais de 2 jogadores

A solução de barganha de Nash pode ser aplicada a situações com mais de dois jogadores. Nesse caso, o problema é representado por um conjunto  $S$  de possíveis resultados para todos os jogadores e um ponto de desacordo  $d$ , que indica o que cada jogador recebe se não houver acordo. É necessário que exista pelo menos um resultado em  $S$  que seja melhor para todos os jogadores em relação ao desacordo.

**Teorema de barganha de Nash**

A solução única que satisfaz os axiomas de invariância, simetria, independência de alternativas irrelevantes e eficiência de Pareto é obtida ao maximizar o produto dos ganhos de utilidade de cada jogador em relação ao ponto de desacordo. Ou seja, a solução é dada por:

$$f_N(S, d) = \arg \max_{d \leq s \in S} \prod_{i=1}^n (s_i - d_i) \quad (3.7)$$

### 3.6 Considerações Finais

A Teoria dos Jogos é introduzida como o instrumental matemático capaz de modelar as interações estratégicas entre os múltiplos agentes da rede. Diferenciou-se os jogos não cooperativos dos cooperativos, destacando a relevância destes últimos para cenários onde se busca a otimização global do sistema e a estabilidade das coalizões.

Dentre os conceitos de solução cooperativa analisados (Valor de Shapley, Núcleo, Nucleolus), a Solução de Barganha de Nash é detalhada em profundidade. A escolha pela SBN justifica-se pela sua robustez axiomática, garantindo uma solução única que satisfaz simultaneamente a eficiência de Pareto, a simetria, a invariância e a independência de alternativas irrelevantes. Essas propriedades são essenciais para o objetivo deste trabalho: encontrar um ponto de operação que maximize a injeção de energia renovável, mantendo a equidade entre os agentes e a segurança técnica da rede.

Dessa forma, com os fundamentos do problema da barganha e os teoremas de Nash devidamente apresentados, o próximo capítulo dedicar-se-á à aplicação prática desses conceitos. Detalha-se como a formulação matemática da SBN é traduzida em um algoritmo de controle integrado ao ambiente de simulação do *OpenDSS*, visando validar a eficácia da estratégia proposta diante dos desafios de regulação de tensão e perdas técnicas.

# Capítulo 4

## Aplicação da Solução de Barganha de Nash no Algoritmo de Controle do OpenDSS

### 4.1 Introdução

Neste capítulo discute-se a aplicação da teoria dos jogos cooperativos no contexto de redes elétricas, com ênfase em seu emprego para mitigar o problema de cooperação associado ao uso da função *Volt-Watt* em sistemas fotovoltaicos. Inicialmente, apresenta-se uma breve descrição da rede de distribuição adotada como base para as simulações, destacando-se suas características estruturais, a seleção das barras para inserção de geração fotovoltaica, bem como a consideração das curvas VW escolhidas para aplicação das estratégias de cooperação dos agentes.

Em seguida, desenvolve-se a formulação matemática dos elementos de jogos cooperativos necessários à aplicação da solução de barganha de Nash. Detalha-se as funções utilidade associadas aos agentes do sistema, isto é, aos SFVs, as quais representam formalmente as preferências individuais dos jogadores no processo de negociação e definição das estratégias de operação.

Posteriormente, analisa-se a implementação de um algoritmo personalizado em *Python* que integra a solução de barganha de Nash ao ajuste dinâmico das funções de controle dos inversores fotovoltaicos.

## 4.2 Análise da Rede Escolhida para Teste

O circuito utilizado representa uma rede de distribuição de baixa tensão de Manaus na qual é alimentada por um transformador trifásico com primário em 13.8 kV e secundário em 220 V. No lado secundário encontram-se diversas cargas monofásicas, bifásicas e trifásicas distribuídas ao longo dos barramentos, todas associadas a perfis diários que reproduzem o comportamento realista do consumo ao longo de um dia. O diagrama unifilar da rede escolhida para realização das simulações é mostrada na Figura 4.1.

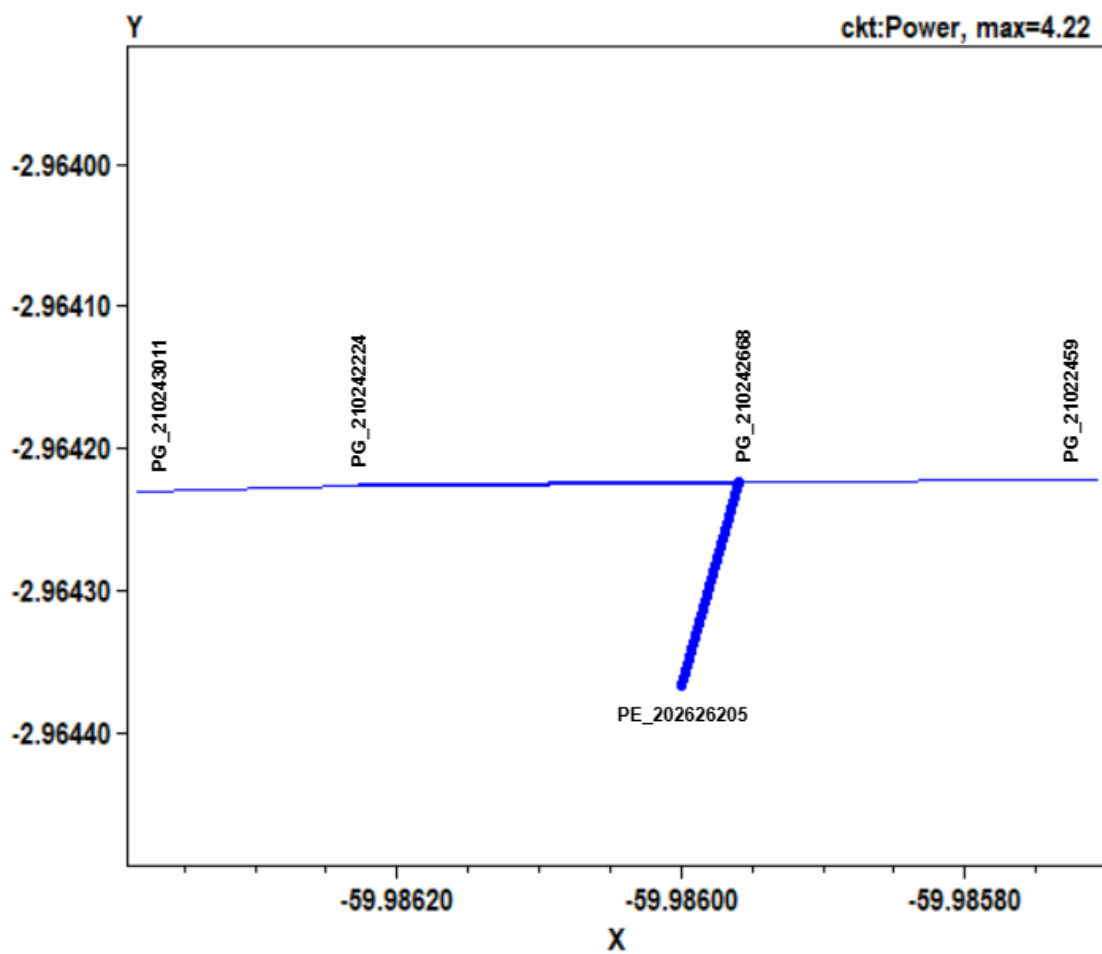


Figura 4.1: Diagrama Unifilar da Rede Teste. Fonte: Autor.

Os elementos que estão conectados nas barras estão mostrados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1: Elementos e conexões das barras

<b>Elemento</b>	<b>Barra01</b>	<b>Barra02</b>
Transformer.205726937	206718482	PG_210242668
Line.256159009_line	PG_210242459	PG_210242668
Line.256159683_line	PG_210242224	PG_210242668
Line.256159016_line	PG_210243011	PG_210242224
Line.100368259_ramlig	PG_210242459	PE_100368259
Line.100422522_ramlig	PG_210242224	PE_100422522
Line.100422614_ramlig	PG_210242224	PE_100422614
Line.100425256_ramlig	PG_210242224	PE_100425256
Line.100430763_ramlig	PG_210242224	PE_100430763
Line.100430764_ramlig	PG_210242224	PE_100430764
Line.100485788_ramlig	PG_210242224	PE_100485788
Line.202626205_ramlig	PG_210242668	PE_202626205
Load.206115283_pip	PG_210242668	—
Load.206115341_pip	PG_210243011	—
Load.206115303_pip	PG_210242224	—
Load.112560_load	PE_100368259	—
Load.198628_load	PE_100422522	—
Load.198774_load	PE_100422614	—
Load.202566_load	PE_100425256	—
Load.210456_load	PE_100430763	—
Load.210457_load	PE_100430764	—
Load.276185_load	PE_100485788	—
Load.546240_load	PE_202626205	—
Load.546241_load	PE_202626205	—
Load.546242_load	PE_202626205	—
Load.546243_load	PE_202626205	—
Load.546244_load	PE_202626205	—
Load.546245_load	PE_202626205	—
Load.546246_load	PE_202626205	—
Load.546247_load	PE_202626205	—
Load.546248_load	PE_202626205	—
Load.546249_load	PE_202626205	—
Load.546250_load	PE_202626205	—
Load.546251_load	PE_202626205	—
Load.546252_load	PE_202626205	—
Load.546253_load	PE_202626205	—

A rede mostrada apresenta uma topologia radial linear disposta ao longo do eixo horizontal, composta por um tronco principal que interliga os quatro postes de distribuição. O suprimento é realizado pelo transformador central conectado à barra PG\_210242668, de onde deriva o ramal de maior densidade de carga (PE\_202626205), que agrupa 14 unidades consumidoras. A partir do poste central, a rede se estende em duas direções: um ramal Leste em direção ao poste PG\_210242459 e um ramal Oeste que passa pelos postes PG\_210242224 e PG\_210243011.

### 4.2.1 Escolha das Barras para Inserção dos Sistemas Fotovoltaicos

A Figura 4.2 apresenta as configurações que ilustra a evolução da alocação de sistemas fotovoltaicos com potência aparente nominal de 3 kVA ao longo da rede de distribuição, considerando cenários progressivos de penetração solar: 25%, 50%, 75% e 100%. Cada imagem mostra a localização geográfica dos painéis solares conectados aos barramentos principais. A distribuição dos SFVs deu-se de forma aleatória através do método random do *python*.

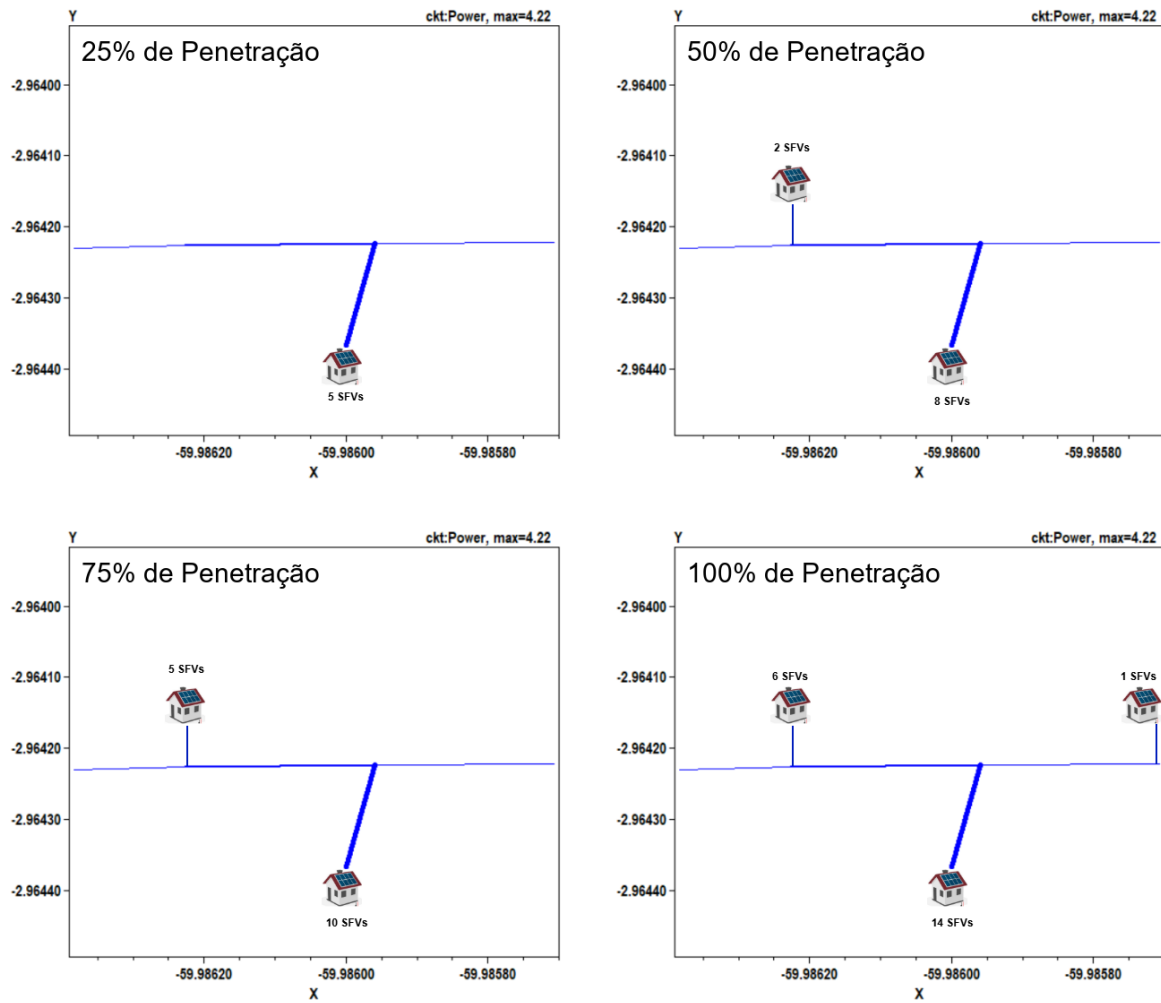


Figura 4.2: Alocações dos SFVs na Rede. Fonte: Autor.

No cenário inicial de 25% de penetração, observa-se uma concentração exclusiva de 5 sistemas no barramento central PE\_202626205, que deriva do poste do transformador. Com 50% de penetração, a cobertura expande-se para o ramal oeste, com 8 sistemas no centro e novos barramentos (PE\_100425256 e PE\_100430763) recebendo 1 sistema cada, totalizando 10 SFVs. No cenário de 75%, a alocação aleatória distribui novos SFVs pela rede, totalizando 15 sistemas. Na saturação total a 100%, todos os 21 consumidores possuem sistemas fotovoltaicos, com destaque para o barramento PE\_202626205, que agrupa 14 sistemas gerados pela seleção aleatória. Esta distribuição aleatória permite avaliar o comportamento da rede sob diferentes configurações de geração distribuída, revelando como a rede responde quando a injeção de potência segue uma alocação estocástica que simula cenários reais de penetração solar progressiva em redes de distribuição.

## 4.2.2 Configuração da Função *Volt-Watt* nos Inversores Inteligentes dos Sistemas Fotovoltaicos

As curvas do CVW foram escolhidos de duas formas: primeiro, usa-se uma curva de acordo com as normativas do IEEE, nesse modelo admite-se uma sobretensão de até 1.10 pu. A curva VW com faixa de tensão que está de acordo com as normas dadas pelo [IEEE \(2018\)](#) é mostrado na Figura 4.3.

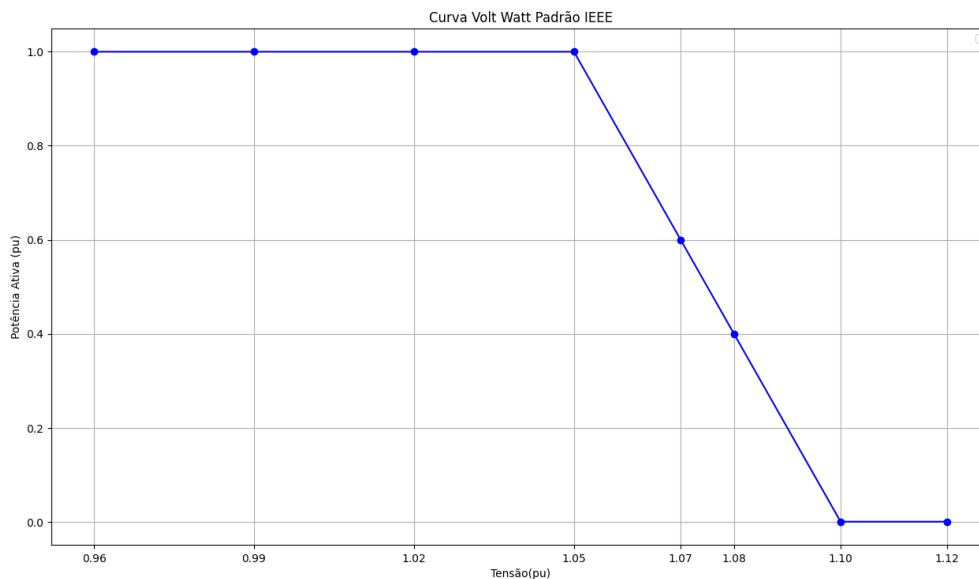


Figura 4.3: Curva do CVW no formato padrão indicado pelo IEEE. Fonte: Autor.

Observa-se, neste modelo, que o início do corte de potência associado à função *Volt-Watt* ocorre para tensões a partir de 1,05 pu, podendo atingir 1,10 pu, ponto em que há 100% de redução da potência ativa injetada pelo arranjo fotovoltaico. Considerando-se o limite de sobretensão de 1,10 pu, são definidas outras duas curvas adicionais, que, em conjunto com a curva padrão, são empregadas na aplicação da SBN para compor diferentes cenários de cooperação entre os agentes.

A Figura 4.4 apresenta as três curvas de controle de tensão-potência ativa consideradas na análise.

Essas três curvas são utilizadas para simular múltiplas estratégias cooperativas entre os SFVs, de modo a avaliar a resposta do sistema frente a diversas combinações de adoção das curvas de controle pelos agentes. As curvas um, dois e três são designadas, respectivamente, como padrão, moderada e relaxada. Essa nomenclatura decorre do fato de que

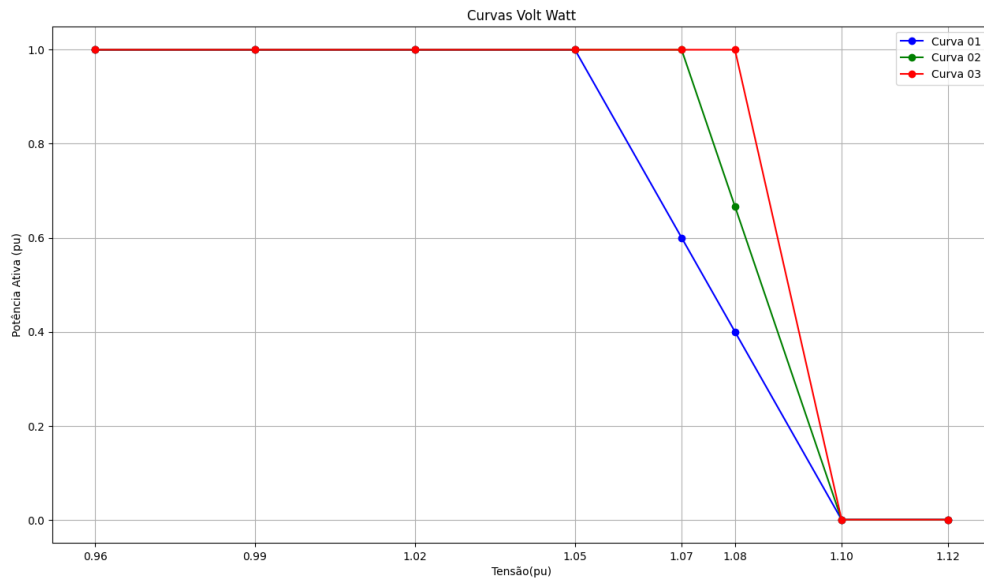


Figura 4.4: Curvas do CVW utilizadas para aplicação da SBN considerando as recomendações do IEEE. Fonte: Autor.

cada curva inicia o corte de potência ativa em níveis de tensão progressivamente mais elevados, o que implica, por exemplo, que a curva relaxada permite a passagem de uma quantidade maior de energia em comparação às demais.

No contexto das normas brasileiras, estabelece-se limites de tensão no ponto de conexão mais rigorosos e estas normas orientam a parametrização das curvas *Volt-Watt* dos inversores, ainda que não haja a definição de uma curva VW única e padronizada. Assim, parâmetros como os níveis de início e término do corte de potência são usualmente ajustados de modo a assegurar a conformidade com a faixa de 0,95 pu a 1,05 pu, considerada adequada para operação; desse modo, curvas como as apresentadas na Figura 4.5 são consideradas tecnicamente apropriadas para atendimento aos requisitos normativos.

Essas curvas são empregadas na aplicação da SBN considerando-se as recomendações estabelecidas pelas normas brasileiras. Verifica-se que, nessas curvas, não se admite a injeção de potência ativa quando a tensão ultrapassa o limite de 1,05 pu, em contraste com as recomendações do padrão IEEE, de modo que os modelos adotados no contexto nacional podem ser considerados mais rigorosos. De forma análoga ao caso anterior, as curvas um, dois e três são denominadas curva padrão, curva moderada e curva relaxada, respectivamente.

Observa-se, em ambos os cenários analisados, o emprego de três curvas de controle.

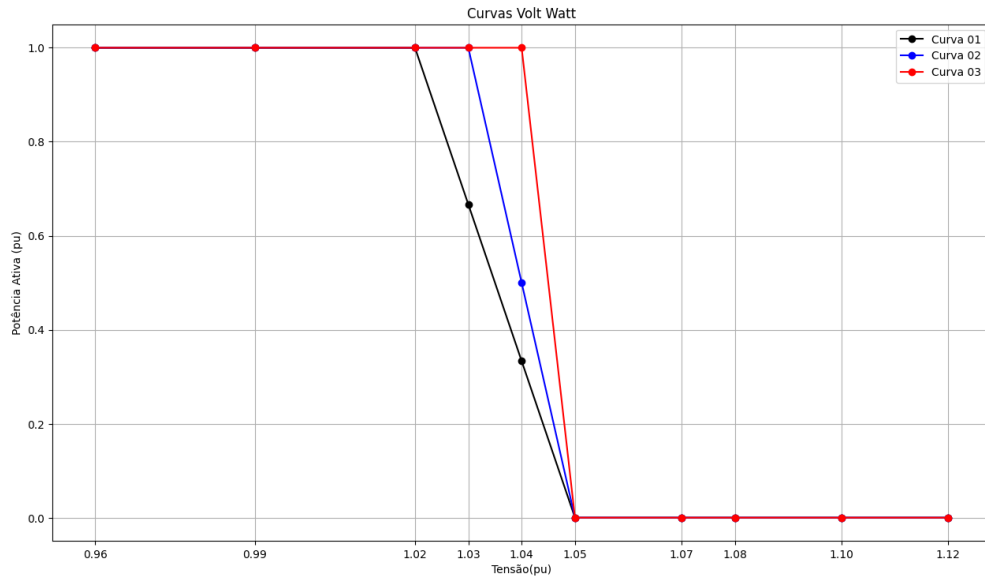


Figura 4.5: Curvas do CVW utilizadas para aplicação da SBN considerando as recomendações do PRODIST. Fonte: Autor.

Sendo  $n$  o número de SFVs instalados na rede, o número de combinações possíveis de atribuição das curvas *Volt-Watt* aos sistemas fotovoltaicos é determinado pela Equação 4.1.

$$C(n) = 3^N \quad (4.1)$$

Dessa forma, se houver, por exemplo, 2 SFVS na rede, existem 9 combinações possíveis ao usar essas curvas, essas combinações são mostradas na Tabela 4.2.

Tabela 4.2: Combinações de Curvas VW em uma rede com 2 SFVs.

SFV 01	SFV 02
Curva 01	Curva 01
Curva 01	Curva 02
Curva 01	Curva 03
Curva 02	Curva 01
Curva 02	Curva 02
Curva 02	Curva 03
Curva 03	Curva 01
Curva 03	Curva 02
Curva 03	Curva 03

A adoção dessas diferentes combinações de curvas possibilita a obtenção de resultados distintos para o desempenho do sistema. Nesse contexto, torna-se necessário dispor de

um mecanismo de decisão capaz de selecionar a alternativa mais favorável ao conjunto dos agentes, caracterizando, assim, um problema de negociação multilateral. Antes, porém, é preciso estabelecer formalmente o que deve ser entendido como um acordo justo para, somente então, definir um procedimento que viabilize a identificação desse acordo.

Nesse cenário a SBN é empregada, uma vez que sua formulação se baseia em um conjunto de axiomas que procuram capturar propriedades desejáveis de equidade e racionalidade em negociações cooperativas. Dessa forma, a SBN fornece um critério sistemático para a determinação de um resultado de compromisso considerado justo para todos os participantes.

### 4.3 Modelagem Matemática dos Elementos de Jogos Cooperativos para a Solução de Barganha

Nesta seção apresenta-se a função utilidade utilizada para representar formalmente as preferências dos SFVs. De maneira intuitiva, uma função utilidade pode ser entendida como uma expressão matemática que associa a cada alternativa possível o grau de satisfação ou benefício obtido pelo agente.

Formalmente, considera-se um conjunto de escolhas possíveis  $X$  e define-se uma função  $u : X \rightarrow \Re$  que atribui um número real a cada escolha. A função utilidade possui caráter estritamente ordinal, isto é, sua finalidade é apenas comparar o nível de satisfação entre diferentes situações, sem atribuir significado absoluto aos valores numéricos; assim, tem-se que:

1. Se o agente prefere a opção A à opção B, então a função utilidade satisfaz  $u(A) > u(B)$
2. Se o agente é indiferente entre A e B, então  $u(A) = u(B)$

Há diversas formas funcionais capazes de representar as preferências dos jogadores por meio de funções utilidade. Entre elas, destaca-se a função utilidade do tipo Cobb-Douglas, amplamente utilizada em economia e teoria dos jogos por apresentar estrutura matemática simples e propriedades analíticas bem comportadas. Em sua forma canônica, para o caso de dois bens, essa função é usualmente escrita como:

$$u(x, y) = x^\alpha y^\beta \quad (4.2)$$

com  $\alpha > 0$  e  $\beta > 0$ .

As principais propriedades dessa função são:

1. Cada expoente ( $\alpha$  e  $\beta$ ) mede a importância relativa de cada bem. Se  $\alpha > \beta$  o bem  $x$  tem mais relevância do que o bem  $y$ .
2. A função é estritamente crescente em cada bem: aumentar  $x$  ou  $y$  aumenta a utilidade, mantendo o outro fixo.
3. Ela é estritamente quase côncava (quando  $\alpha, \beta > 0$ ) o que garante curvas de indiferença convexas e uma solução bem comportada de maximização de utilidade sujeita a restrições.

Utilizando a Equação 4.2 e considerando que  $\alpha + \beta = 1$  ao multiplicar  $x$  e  $y$  por  $\lambda$  tem-se:

$$u'(\lambda x, \lambda y) = (\lambda x)^\alpha (\lambda y)^\beta = \lambda^{(\alpha+\beta)} x^\alpha y^\beta$$

Logo

$$u'(\lambda x, \lambda y) = \lambda u(x, y)$$

Dessa forma, diz-se que quando  $\alpha + \beta = 1$  a função utilidade tem retorno constante à escala.

### 4.3.1 Função Utilidade dos Sistemas Fotovoltaicos

A função utilidade dos SFVs é construída a partir de dois tipos de utilidade: uma considera apenas a produção de energia pelos SFVs e a outra considera além da produção de energia as perdas técnicas da rede. Dessa forma, obtêm-se diferentes resultados nas simulações. A primeira função utilidade é dado pela Equação 4.3.

$$u_i(C_j) = P_i \quad (4.3)$$

Onde  $P_i$  é a potência ativa injetada pelo  $i$ -ésimo SFV dado em kW. Essa função utilidade do SFV  $i$  mostra sua dependência apenas da potência ativa injetada na rede, ou seja, uma combinação é preferível a outra se essa combinação gerar uma maior produção de

energia para o  $i$ -ésimo SFV. A Equação 4.4, por sua vez, mostra uma função utilidade que depende tanto da energia produzida quanto das perdas técnicas da rede.

$$u_i(C_j) = P_i^\alpha (1 - L_j)^{\alpha-1} \quad (4.4)$$

A Equação 4.4 é uma função utilidade do tipo Coub-Douglas com retorno constante a escala. Na combinação de curvas VW  $C_j$  há uma potência injetada de valor igual a  $P_i$  e um valor de perdas igual a  $L_j$ , onde  $L_j$  está parametrizada em relação a perda máxima (quando o sistema opera sem controle). O parâmetro  $\alpha$  mede a relevância das Perdas e da Potência injetada, quanto maior o valor de  $\alpha$  maior é a relevância da geração de energia ( e menor a relevância das perdas).

### 4.3.2 Função Objetivo da Solução de Barganha de Nash

A função objetivo da SBN é dada pela Equação 4.5.

$$F(C_j) = \prod_{i=1}^n (u_i(C_j) - d_i) \quad (4.5)$$

onde  $d_i$  é o ponto de desacordo, ou seja, a utilidade caso não haja acordo. Substituindo a Equação 4.3 na Equação 4.5 e considerando que caso não haja acordo entre os agentes, a produção de todos será cortada igualmente em um valor de 50% , temos a seguinte expressão dada pela Equação 4.6.

$$F(C_j) = \prod_{i=1}^n (P_i - 0.5) \quad (4.6)$$

Da mesma forma, ao substituir a Equação 4.4 na Equação 4.5 temos a seguinte expressão dada pela Equação 4.7.

$$F(C_j) = \prod_{i=1}^n P_i^\alpha (1 - L_j)^{\alpha-1} \quad (4.7)$$

Nesse caso, consideramos o ponto de desacordo como sendo nulo. O objetivo então é encontrar qual estratégia (combinação) irá maximizar as Equações 4.6 e 4.7, isso será feito utilizando o algoritmo mostrado na próxima seção.

## 4.4 Aplicação do Algoritmo de Controle no OpenDSS

### 4.4.1 Algoritmo de Controle Personalizado no OpenDSS com o uso da Solução de Barganha de Nash

O processo para aplicação da SBN no ambiente do OpenDss é explicado no fluxograma da Figura 4.6.

O diagrama representa o funcionamento do algoritmo desenvolvido para realizar a solução de barganha em um único passo de simulação no modo *Snapshot*. O processo inicia com a solução do fluxo de potência sem qualquer mecanismo de controle. Em seguida, verifica-se se há geração de energia solar. Se não houver geração, o algoritmo finaliza o procedimento. Caso exista geração fotovoltaica, são armazenadas as variáveis elétricas obtidas antes da atuação dos inversores, servindo como referência para comparação.

Depois disso, o algoritmo entra no ciclo de teste das combinações de estratégias entre a concessionária e os inversores. Os SFVs da rede são agrupados em 6 grupos com tensões semelhantes (Exceto, cada grupo utiliza um único modelo de curva. Dessa forma, para cada combinação, os parâmetros das curvas *Volt-Watt* são ajustados e a simulação é executada com a atuação dos inversores. Em seguida, calcula-se o valor da função objetivo correspondente àquela combinação, que representa o desempenho dos jogadores.

O processo verifica se todas as combinações possíveis foram analisadas. Quando a última combinação é avaliada, o algoritmo verifica se existe uma solução de Nash entre as alternativas simuladas. Se uma solução de Nash for encontrada, aplica-se a estratégia vencedora ao sistema elétrico. Caso contrário, aplica-se um cenário de desacordo, que representa a operação do sistema sem coordenação estratégica entre os jogadores. No cenário sem acordo, todos os SFVs tem 50% da sua potência disponível cortada.

No final, o algoritmo coleta todos os resultados necessários para registro e análise e conclui o processamento do *Snapshot* e repete o mesmo procedimento para o próximo passo de tempo. O código desse algoritmo em python é apresentado no apêndice A.

## 4.5 Considerações Finais

Este capítulo apresenta a formulação de um arcabouço de controle cooperativo para SFVs em redes de distribuição inteligentes, integrando técnicas de teoria dos jogos à

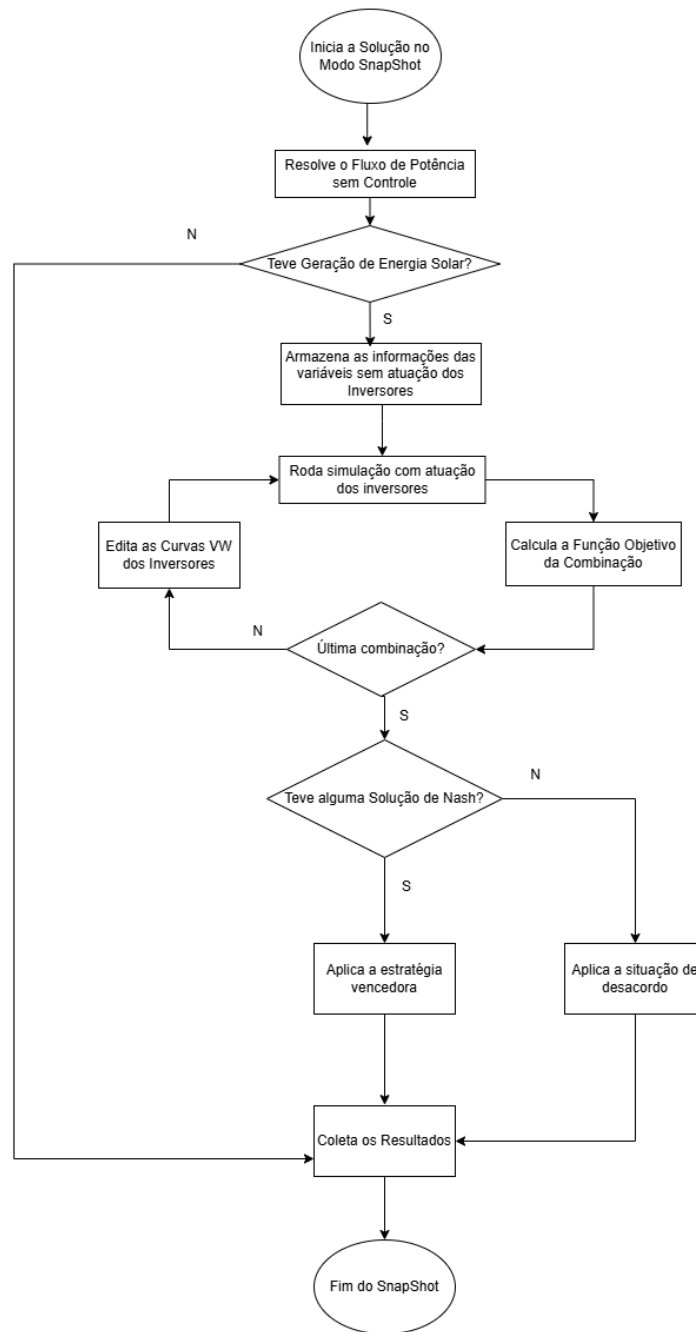


Figura 4.6: Algoritmo para aplicação da SBN dentro do ambiente do OpenDSS. Fonte: Autor.

modelagem elétrica e ao uso de inversores inteligentes com funções *Volt-Watt* dinâmicas. Neste, são estabelecidas as bases conceituais e matemáticas necessárias para descrever as preferências dos agentes por meio de funções utilidade, bem como para empregar a Solução de Barganha de Nash na definição de acordos considerados justos no ajuste das estratégias de controle.

---

A partir dessa fundamentação, o capítulo evidencia como diferentes parametrizações de curvas *Volt-Watt* e distintos arranjos de cooperação entre SFVs podem influenciar o desempenho do sistema, em especial no que se refere à mitigação de sobretensões e ao compartilhamento equitativo de cortes. Assim, o conteúdo aqui desenvolvido fornece o suporte teórico-metodológico para a análise dos cenários de simulação e para a avaliação crítica dos resultados apresentados nos capítulos subsequentes.

# Capítulo 5

## Análise dos Resultados

### 5.1 Introdução

Esta seção apresenta a análise dos resultados obtidos a partir das simulações realizadas, objetiva-se avaliar os diferentes cenários e os resultados relativos às perdas, sobretensão e geração de energia em sistemas dotados de SFVs com CVW. Inicialmente, são descritos os cenários estudados, o setup da simulação e quais indicadores foram analisados. Em seguida, faz-se uma análise energética dos sistemas fotovoltaicos nos casos sem controle, com CVW e com CVW vinculado à SBN. De forma semelhante, analisa-se a estabilidade da tensão, a equidade nos cortes de energia e as perdas técnicas.

### 5.2 Descrição dos Cenários Simulados

A avaliação da aplicação da SBN em sistemas elétricos com inserção de SFVs é realizada a partir da definição e análise de diversos cenários representativos. Esses cenários têm como objetivo compreender de forma detalhada como a SBN influencia tanto os parâmetros elétricos do sistema quanto os indicadores de equidade entre as unidades geradoras sujeitas ao CVW.

A análise foi estruturada em três grupos principais de casos:

- I. Sistema sem controle de tensão;
- II. Sistema com CVW baseado em curvas VW fixas;

III. Sistema com CVW adaptativas, determinadas a partir da solução subótima obtida pela SBN.

Em cada caso, considera-se diferentes níveis de penetração fotovoltaica, correspondentes a 25%, 50%, 75% e 100% da capacidade instalada de geração distribuída.

Nos cenários com controle fixos, as curvas VW adotadas seguem as parametrizações apresentadas no Capítulo 4. Assim, o conjunto de simulações inclui seis configurações distintas (3 curvas com padrão IEEE e 3 curvas com padrão PRODIST) que permitem comparar o desempenho técnico da rede sob diferentes estratégias de controle. Para os casos em que a SBN é aplicada, são considerados tanto cenários com função objetivo dependente das perdas técnicas quanto cenários em que essas perdas não são incorporadas de forma direta ao processo de otimização. Nessas simulações, são variadas as ponderações associadas à potência ativa injetada e às perdas elétricas, de modo a avaliar o efeito da relevância relativa de cada variável na determinação do ponto da solução de barganha.

Em síntese, o conjunto de estudos pode ser representado pelos diagramas de cenários que ilustra a estrutura hierárquica de variação dos parâmetros analisados, facilitando a compreensão do processo comparativo entre as metodologias avaliadas. A Figura 5.1 representa o caso 02, onde as simulações ocorrem com curvas fixas durante todos os passos de tempo.

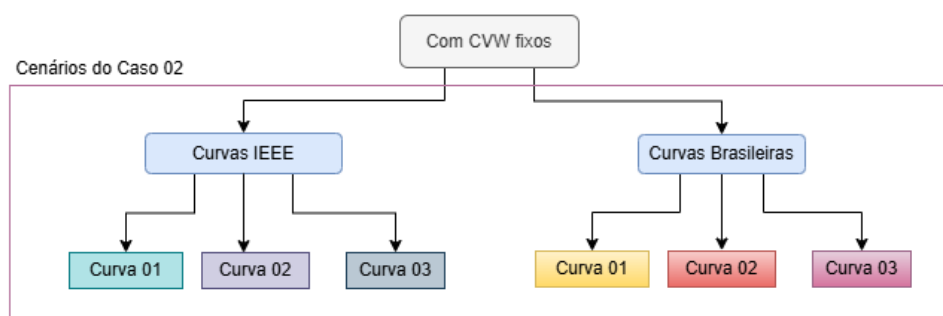


Figura 5.1: Cenários simulados com CVW fixas na simulação. Fonte: Autor.

O caso 02 é uma situação mais realista que o cenário sem controle e menos sofisticado que o controle dinâmico com SBN. Ele serve como referência para comparar o ganho incremental obtido ao substituir CVWs estáticas por CVWs dinâmicos. A Figura 5.2,

por sua vez, mostra o caso 03, quando usa-se a SBN para ajustes das curvas nos passos de tempo da simulação.

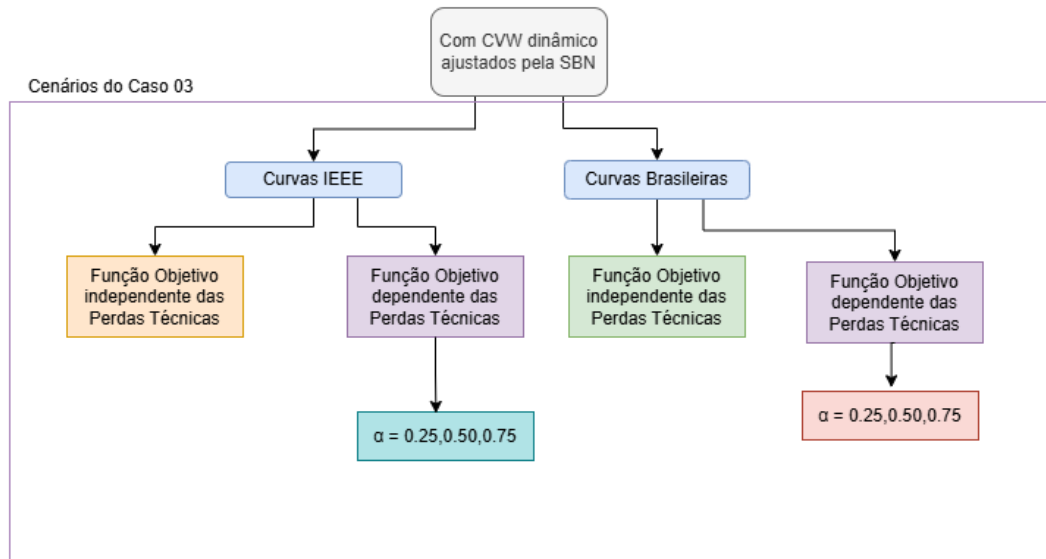


Figura 5.2: Cenários simulados com CVW adaptativo na simulação. Fonte: Autor.

O Caso 03 corresponde ao controle de tensão realizado por meio de curvas VW dinâmicas, cujos parâmetros são ajustados a cada passo de tempo pela Solução de Barganha de Nash. Diferentemente do controle com curvas fixas, aqui as curvas não permanecem constantes ao longo da simulação. Em vez disso, elas são recalculadas continuamente conforme as condições da rede mudam, permitindo que os inversores respondam às variações de tensão, perdas técnicas e nível de geração fotovoltaica de forma adaptativa.

O Caso 03 é o cenário mais completo e avançado do estudo. Ele permite comparar o controle dinâmico com os casos anteriores, avaliando sua capacidade de melhorar o perfil de tensão, reduzir perdas técnicas, diminuir os cortes de potência e adaptar os parâmetros para cortes equitativos. Além disso, demonstra a contribuição central do trabalho, evidenciando como a teoria dos jogos pode ser aplicada para criar controles adaptativos e mais eficientes em redes com alta penetração de geração distribuída.

### 5.2.1 Configurações da Simulação

A simulação foi realizada em um ambiente computacional, especificamente utilizando *software* OpenDSS, integrado a rotinas em Python responsáveis pelo controle dinâmico, pela aplicação das estratégias de barganha e pela análise dos resultados.

A simulação foi configurada no modo *daily*, o que possibilita a utilização de perfis horários de carga, irradiância e temperatura ao longo de um dia típico. O *controlmode* é definido como *time*, garantindo que os controladores atuem em função do tempo e que suas respostas sejam atualizadas a cada intervalo temporal. O parâmetro *stepsize* foi estabelecido como 0,05 horas, equivalente a três minutos, o que fornece resolução adequada para capturar as dinâmicas rápidas associadas às variações de irradiância, temperatura e operação dos inversores. Por fim, o número total de passos simulados foi definido como 480, o que completa o ciclo de vinte e quatro horas com o passo temporal selecionado. Essa configuração permite analisar com elevado nível de detalhamento o comportamento da rede e a interação entre geração fotovoltaica, cargas e controles ao longo de um dia inteiro.

A rede também incorpora sistemas fotovoltaicos conectados em barramentos compatíveis com a tensão de 220 V. As curvas que definem os SFVs no OpenDSS são mostrados na Figura 5.3.

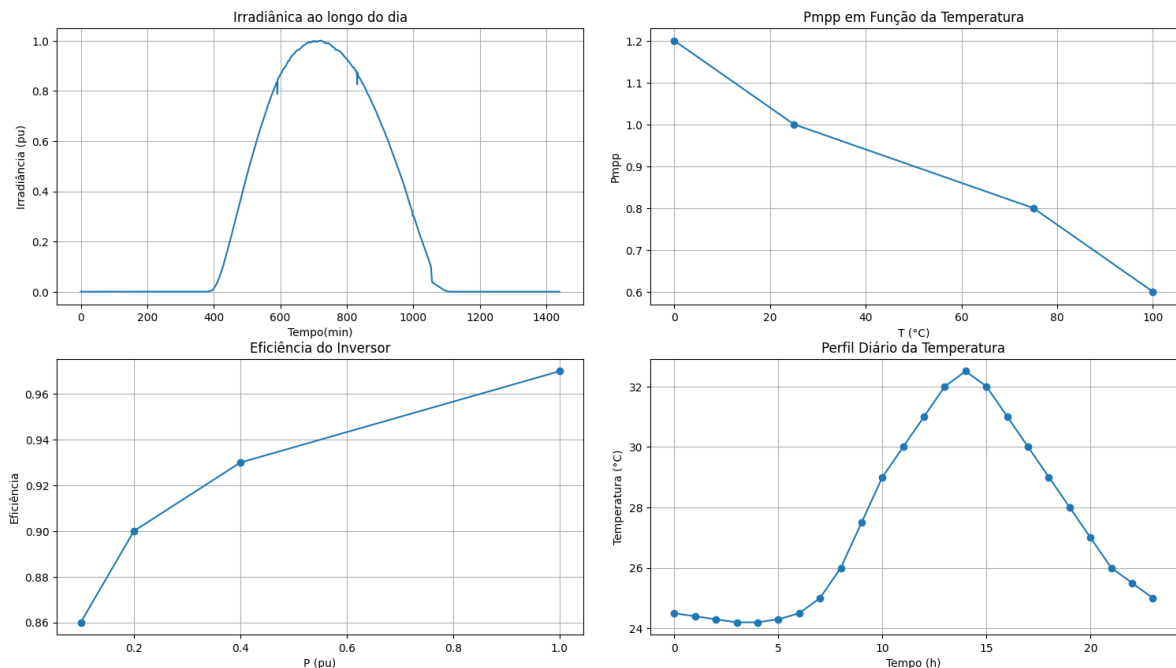


Figura 5.3: Irradiância solar ao longo do dia em pu. Fonte: Autor.

Os quatro gráficos apresentados descrevem parâmetros fundamentais para a análise do desempenho de sistemas fotovoltaicos em condições reais de operação. O primeiro gráfico representa o comportamento típico da irradiância ao longo do dia. O segundo gráfico ilustra a relação entre a potência no ponto de máxima potência e a temperatura da célula fotovoltaica. A tendência decrescente indica que o aumento da temperatura reduz a capacidade de extração de potência do módulo. O terceiro gráfico apresenta a eficiência do inversor em função da potência de saída em pu. A curva obtida demonstra que o inversor opera com menor eficiência em cargas reduzidas e gradualmente se aproxima do desempenho ótimo à medida que a potência se aproxima do valor nominal. Por fim, o quarto gráfico mostra o perfil diário da temperatura ambiente em um dia típico de verão na região de Manaus. Esse perfil térmico influencia diretamente a temperatura dos módulos fotovoltaicos e, portanto, impacta tanto o  $P_{mpp}$  quanto a eficiência do sistema.

### 5.2.2 Indicadores Analisados

A validação da aplicação da solução de barganha de Nash integrada ao CVW é realizada a partir de métricas que avaliam a eficiência do sistema elétrico, a qualidade da energia e a equidade entre os agentes envolvidos, representado pelos SFVs. O objetivo principal é verificar se o processo de barganha conduz a um ponto de operação no qual melhora-se o desempenho global da rede, mantendo condições justas de operação para as partes envolvidas.

Um dos indicadores considerados é a redução das perdas elétricas na rede, definidas como a diferença entre as potências ativas injetadas e entregues ao longo das linhas de distribuição. Esse indicador reflete um importante objetivo onde busca-se minimizar perdas ao longo do alimentador. A análise das perdas permite verificar se o ponto de barganha conduz o sistema a um regime mais eficiente do ponto de vista energético.

Outro indicador está associado à manutenção do perfil de tensão dentro dos limites regulamentares, conforme estabelecido pelas normas de qualidade da energia elétrica nacionais e internacionais. Nesse caso, avalia-se a tensão máxima nas barras ao longo do alimentador nos diferentes cenários das simulações.

Outro indicador de interesse é a geração de energia, onde usa-se como métrica a eficiência energética definida como a fração da potência máxima disponível dos SFVs efetivamente injetada na rede. Essa métrica reflete o interesse dos prosumidores, que

buscam maximizar sua produção de energia dentro dos limites impostos pelo CVW e pelas condições de tensão.

Além da eficiência energética, emprega-se o Índice de Equidade de Jain como indicador quantitativo do grau de justiça nos cortes entre os agentes.

Matematicamente define-se o JFI de acordo com a Equação 5.1.

$$J(x_1, x_2, \dots, x_n) = \frac{(\sum_{i=1}^n x_i)^2}{n \sum_{i=1}^n x_i^2} \quad (5.1)$$

Onde  $x_i$  representa a relação entre a energia total cortada e a energia máxima que o  $i$ -ésimo SFV poderia injetar na rede ao longo de um dia e  $n$  representa o número de arranjos fotovoltaicos.

Um índice próximo a 1 indica que o CVW cortou energia de forma equitativa entre todos os arranjos, valores mais baixos indicam que alguns arranjos tiveram cortes muito maiores que outros. Assim, o Índice de Jain permite avaliar se os cenários analisados proporcionam uma distribuição balanceada dos resultados, assegurando que não haja poucos geradores fotovoltaicos excessivamente favorecidos.

## 5.3 Análise da Energia Gerada pelos Sistemas Fotovoltaicos

### 5.3.1 Sem Controle

O cenário sem controle indica que nenhum mecanismo de controle de tensão é utilizado na simulação, de tal forma que todos os arranjos fotovoltaicos produzem energia sem nenhum tipo de corte ou ajuste. Os resultados obtidos estão mostrados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1: Energia Total Gerada pelos SFVs. Fonte: Autor.

Penetração	Energia Total Gerada(kWh)
25	97,5784
50	195,1568
75	292,7353
100	409,8294

Para o sistema operando sem CVW, os resultados evidenciam o impacto direto do aumento da penetração fotovoltaica sobre a energia total injetada na rede ao longo do dia. A partir de 25% de penetração, o sistema passa a receber 97,5784 kWh provenientes dos sistemas fotovoltaicos, o que representa o início da contribuição significativa da geração distribuída.

Ao elevar a penetração para 50%, a energia gerada praticamente dobra, alcançando 195,1568 kWh. Esse crescimento continua de forma aproximadamente linear quando a penetração atinge 75 por cento, momento em que a energia total gerada chega a 292,7353 kWh. O último valor disponível indica 409,8294 kWh, que corresponde ao maior nível de injeção observado e representa a condição de maior presença de geração fotovoltaica no sistema.

### 5.3.2 Mitigação com Controle *Volt-Watt* Tradicional

#### 5.3.2.1 Curvas Brasileiras

As Tabelas 5.2, 5.3 e 5.4 apresentam a análise energética do alimentador no cenário com controle de potência ativa, considerando três configurações distintas da curva de atuação do controle: Curva Padrão, Curva Moderada e Curva Relaxada. Para cada nível de penetração fotovoltaica avaliado (25%, 50%, 75% e 100%), são reportados a energia total gerada pelos SFVs, a energia total cortada pelo esquema de controle e o índice de justiça de Jain, o que permite avaliar simultaneamente o impacto energético do controle e o grau de equidade na redução de geração entre as unidades.

- Curva Padrão

Tabela 5.2: Análise da Energia no Cenário com CVW Fixo Utilizando a Curva Padrão. Fonte: Autor.

Penetração	Energia Total Gerada(kWh)	Energia Total Cortada (kWh)	JFI
25	68,2132	29,3651	1,0
50	102,0452	93,1116	0,9848
75	123,9873	168,7480	0,9845
100	139,6213	270,2081	0,9612

- Curva Moderada

Tabela 5.3: Análise da Energia no Cenário com CVW Fixo Utilizando a Curva Moderada. Fonte: Autor.

Penetração	Energia Total Gerada(kWh)	Energia Total Cortada (kWh)	JFI
25	78,9566	18,6217	1,0
50	115,9262	79,2306	0,9720
75	138,4217	154,3135	0,9721
100	153,8573	255,9720	0,9360

- Curva Relaxada

Tabela 5.4: Análise da Energia no Cenário Com CVW Fixo e Utilizando a Curva Relaxada. Fonte: Autor.

Penetração	Energia Total Gerada(kWh)	Energia Total Cortada (kWh)	JFI
25	90,3067	7,2716	1,0
50	131,8176	63,3392	0,9515
75	155,5015	137,2337	0,9466
100	171,0345	238,7949	0,8803

Observa-se que, para um mesmo nível de penetração, o afrouxamento da curva de controle (de Padrão para Relaxada) resulta em maior energia total gerada e menor quantidade de energia cortada. À medida que a penetração aumenta, o volume de energia cortada cresce significativamente em todos os casos, refletindo a necessidade de limitar a injeção de potência ativa para mitigar problemas de tensão na rede. No entanto, a Curva Relaxada mantém, para cada nível de penetração, os maiores valores de energia gerada e os menores cortes relativos, ao custo de um decréscimo mais acentuado do JFI conforme a penetração se aproxima de 100%. Isso indica que curvas menos restritivas tendem a privilegiar a maximização da energia global, mas podem introduzir maior desigualdade na repartição dos cortes entre os SFVs, enquanto curvas mais rígidas sacrificam parte da geração total e, em contrapartida, preservam um nível mais elevado de equidade entre as unidades. Esse fenômeno é explicado pelo fato das curvas VW mais rígidas fazerem com que a maioria, ou mesmo todos os SFVs, sofram corte de potência. Já curvas mais relaxadas acionam principalmente os SFVs em barras mais sensíveis, nesse caso as mais distantes do transformador, enquanto os próximos quase não cortam. Isso resulta em

grande diferença na quantidade de potência reduzida entre os sistemas.

Os gráficos das Figuras 5.4, 5.5 e 5.6 mostram a distribuição da energia gerada por cada SFV, permitindo avaliar não apenas o efeito global das três curvas de controle, mas também como essa energia é repartida entre as unidades fotovoltaicas em cada nível de penetração.

- Curva Padrão

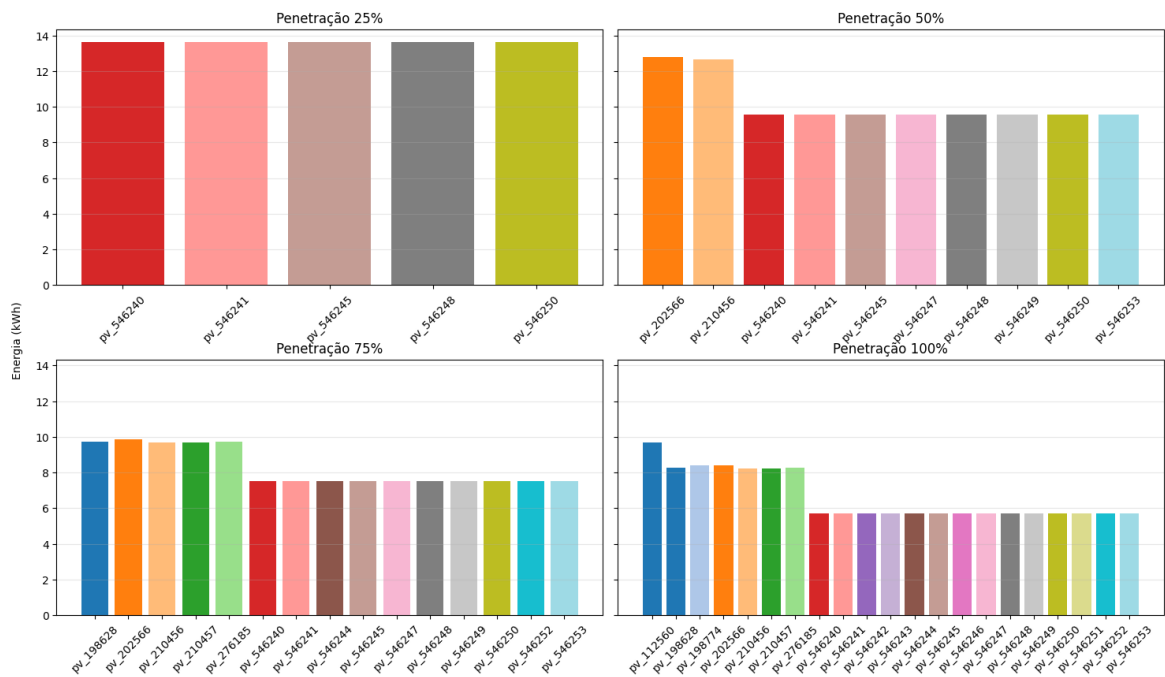


Figura 5.4: Energia Gerada por cada SFV no caso Com Controle e Curva VW Padrão Fixa. Fonte: Autor.

- Curva Moderada

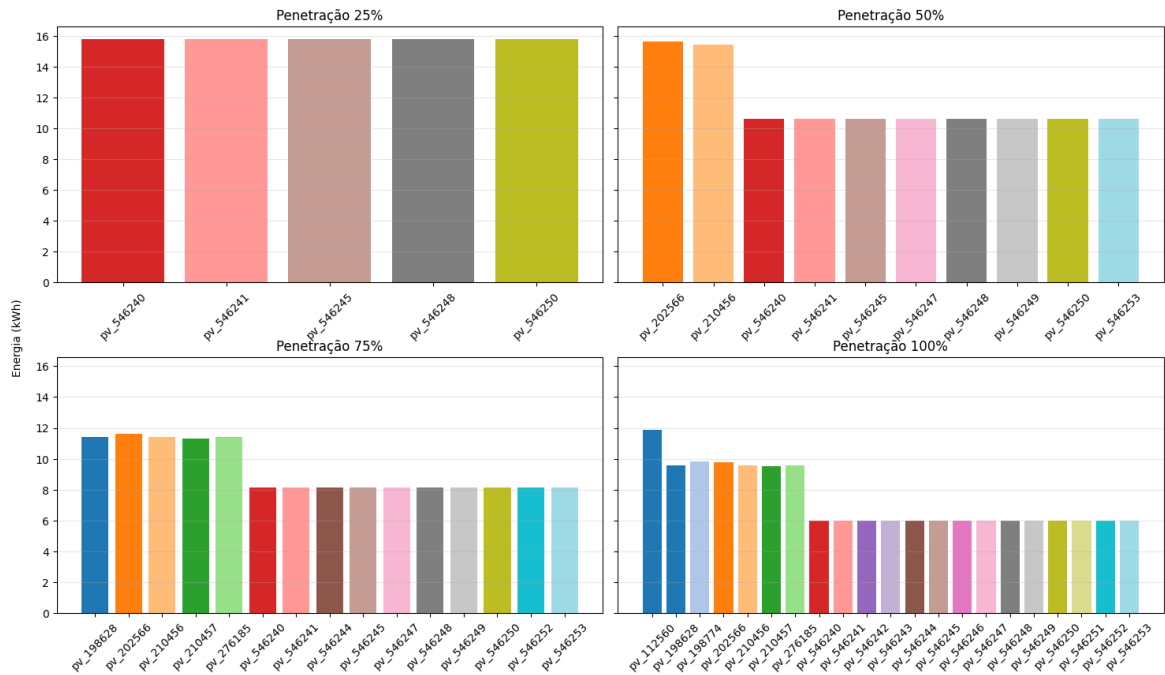


Figura 5.5: Energia Gerada por cada SFV no caso Com Controle e Curva VW Moderada Fixa. Fonte: Autor.

● Curva Relaxada

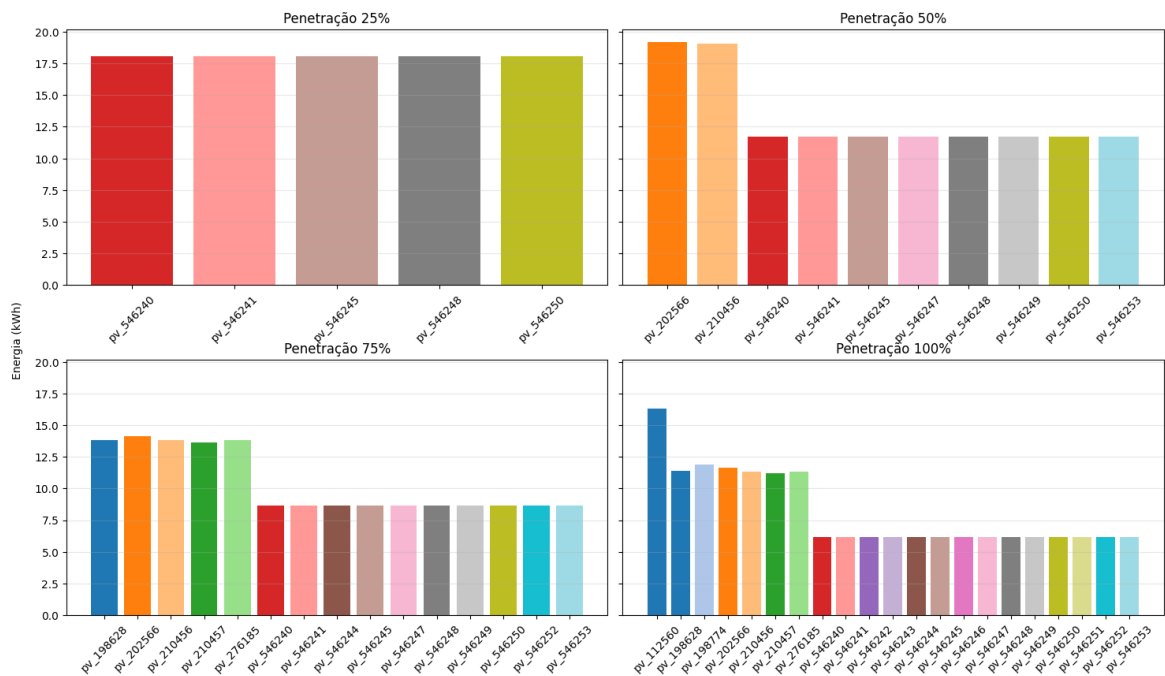


Figura 5.6: Energia Gerada por cada SFV no caso Com Controle e Curva Relaxada Fixa. Fonte: Autor.

A análise conjunta mostra que, à medida que a curva de controle se torna mais relaxada, observa-se, para cada nível de penetração, um aumento da energia total gerada e

uma redução relativa da energia cortada, o que é coerente com os valores globais apresentados nas tabelas. Nos gráficos individuais dos SFVs, isso se traduz em barras mais altas (maior geração) em comparação com os cenários Padrão e Moderado. Por outro lado, o decréscimo do JFI à medida que a penetração cresce, mais acentuado na Curva Relaxada, aparece graficamente como uma distribuição menos uniforme da energia entre os SFVs: alguns geradores mantêm níveis de geração mais elevados enquanto outros sofrem cortes relativamente maiores. Já na Curva Padrão, a distribuição visual tende a ser mais homogênea, compatível com JFIs mais próximos de 1, ainda que à custa de maior energia cortada e menor energia total gerada.

### 5.3.2.2 Curvas IEEE

Sobre as mesmas configurações, as Tabelas 5.5, 5.6 e 5.7 apresentam a análise energética do sistema no cenário com CVW fixo, considerando três configurações da curva de atuação estando elas de acordo com as recomendações do IEEE.

- Curva Padrão

Tabela 5.5: Análise da Energia no Cenário CVW Fixo Utilizando Curva Padrão IEEE. Fonte: Autor.

Penetração	Energia Total Gerada(kWh)	Energia Total Cortada (kWh)	JFI
25	97,5784	0,0000	1,0
50	168,6961	26,4607	0,9947
75	218,1951	74,5401	0,9903
100	256,6037	153,2256	0,9766

- Curva Moderada

Tabela 5.6: Análise da Energia no Cenário Com CVW Fixo Utilizando Curva Moderada IEEE. Fonte: Autor.

Penetração	Energia Total Gerada(kWh)	Energia Total Cortada (kWh)	JFI
25	97,5784	0,0000	1,0
50	188,3641	6,7927	0,9996
75	249,3785	43,3567	0,9877
100	292,1857	117,6437	0,9622

- Curva Relaxada

Tabela 5.7: Análise da Energia no Cenário Com CVW Fixo Utilizando Curva Relaxada IEEE. Fonte: Autor.

Penetração	Energia Total Gerada(kWh)	Energia Total Cortada (kWh)	JFI
25	97,5784	0,0000	1,0
50	195,0814	0,0754	1,0
75	262,1365	30,5987	0,9936
100	310,2436	99,5858	0,9587

Os resultados indicam que, para penetração de 25%, não há corte de energia em nenhum dos três perfis, com energia total gerada idêntica e JFI igual a 1, evidenciando ausência de atuação do controle. À medida que a penetração aumenta, a energia cortada cresce em todos os casos, mas com intensidade distinta: quanto mais relaxada é a curva IEEE, maior a energia total gerada e menor o volume de energia cortada para um mesmo nível de penetração, em especial nos níveis intermediários (50% e 75%). Em contrapartida, observa-se um decréscimo gradual do JFI com o aumento da penetração, mais pronunciado nas penetrações mais altas, indicando que a operação em regimes mais severos de carregamento da rede tende a introduzir alguma desigualdade na distribuição dos cortes entre os SFVs, ainda que os valores de JFI permaneçam elevados em todos os cenários. De forma geral, as curvas Moderada e, sobretudo, Relaxada conseguem conciliar maior aproveitamento energético global com baixos níveis de corte e manutenção de elevada equidade, quando comparadas à Curva Padrão para os mesmos níveis de penetração.

Os gráficos mostrados na Figura 5.7, 5.8 e 5.9 permitem observar visualmente o efeito do CVW não apenas sobre o valor global de energia, mas também sobre a uniformidade da participação de cada gerador na configuração onde usa-se as curvas de acordo com as especificidades das normas do IEEE.

- Curva Padrão

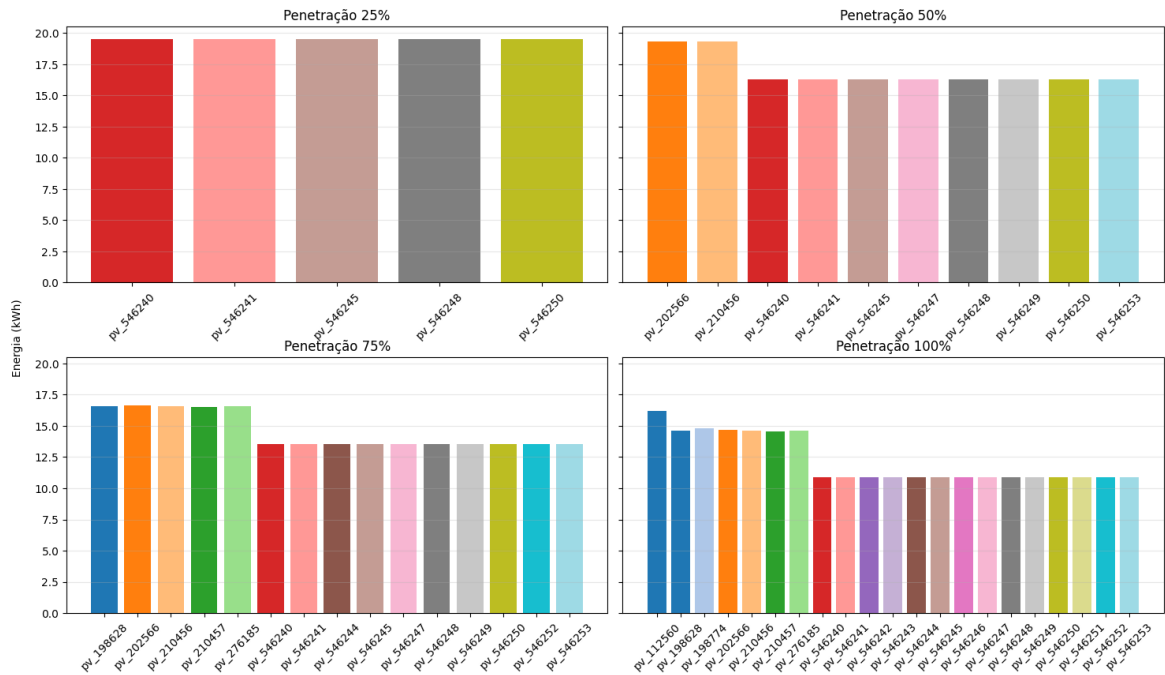


Figura 5.7: Energia Gerada por cada SFV no caso Com Controle e Curva Padrão Fixa. Fonte: Autor.

- Curva Moderada

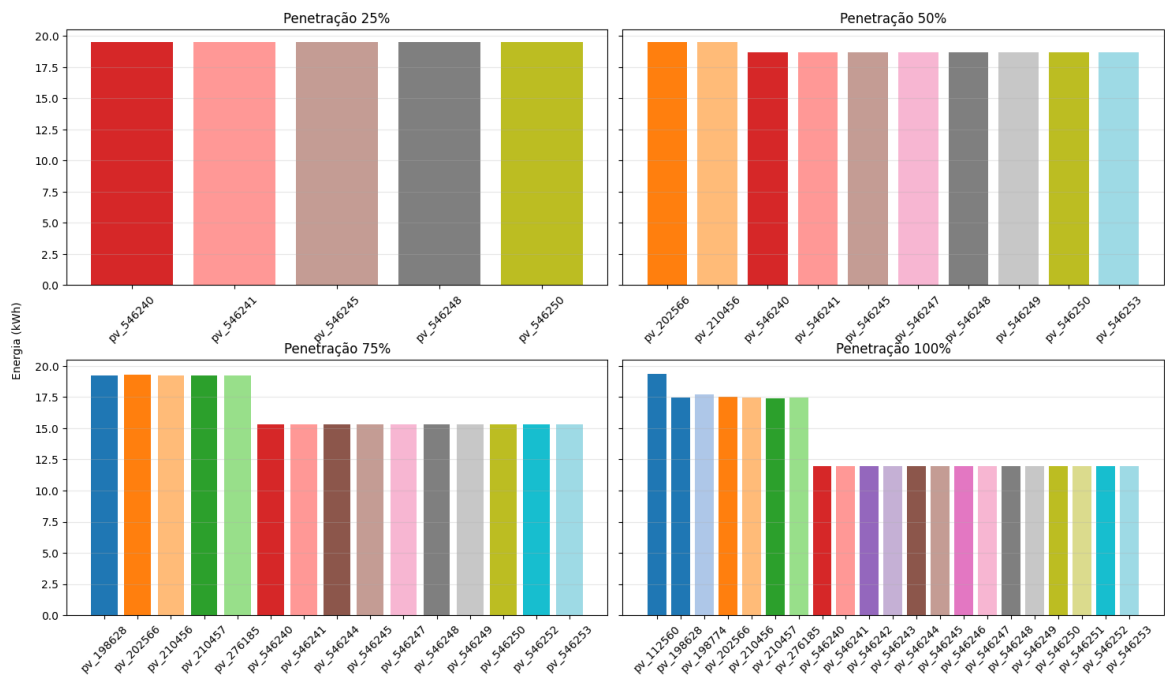


Figura 5.8: Energia Gerada por cada SFV no caso Com Controle e Curva Moderada Fixa. Fonte: Autor.

- Curva Relaxada

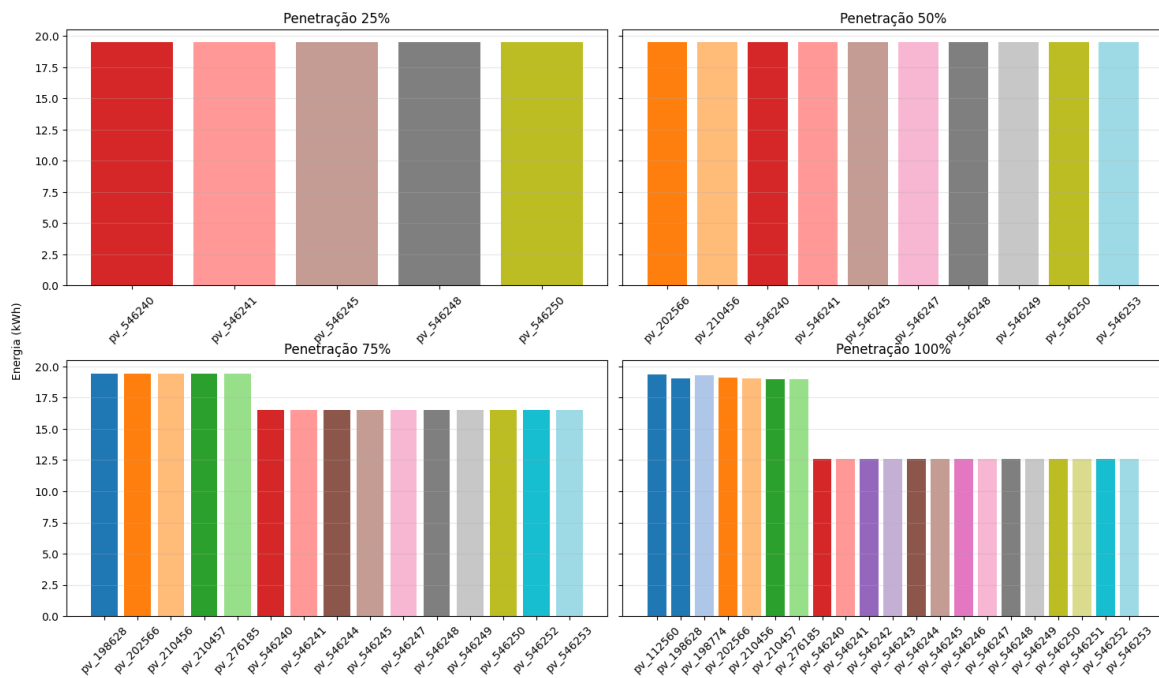


Figura 5.9: Energia Gerada por cada SFV no caso Com Controle e Curva Relaxada Fixa. Fonte: Autor.

De modo geral, os gráficos mostram que, para penetração de 25%, a geração individual dos SFVs é praticamente idêntica entre as três curvas, refletindo a ausência de corte de energia e o JFI igual a 1. À medida que a penetração aumenta, surgem diferenças mais claras entre as curvas: a Curva Padrão tende a apresentar uma distribuição ligeiramente mais nivelada entre os SFVs, porém com barras de geração individual menores, em linha com os maiores valores de energia cortada. Nas curvas Moderada e, principalmente, Relaxada, observam-se barras mais altas para a maioria dos SFVs, indicando maior aproveitamento de geração, mas com início de pequenas assimetrias entre unidades em penetrações de 75% e 100%, coerentes com a leve redução dos valores de JFI.

### 5.3.3 Mitigação com Controle *Volt-Watt* usando a Solução de Barganha de Nash

#### 5.3.3.1 Curvas Brasileiras

As Tabelas 5.8–5.9 apresentam os resultados obtidos com a aplicação da Solução de Barganha de Nash para ajuste das curvas Volt-Watt dos SFVs, em contraste com os cenários anteriores em que essas curvas eram fixas. São avaliados dois tipos de função objetivo: uma independente das perdas e outra que incorpora explicitamente as perdas

do sistema, ponderadas por diferentes valores do parâmetro  $\alpha(0,25; 0,5; 0,75)$ . Para cada nível de penetração fotovoltaica, são reportados a energia total gerada, a energia total cortada pelo controle e o índice de justiça de Jain. Estes parâmetros permitem analisar como diferentes configurações de barganha e pesos dados às perdas impactam o compromisso entre maximização de energia, redução de perdas e equidade entre os SFVs.

- Função objetivo Independente das Perdas

Tabela 5.8: Análise da Energia no Cenário Utilizando a SBN com Função Objetivo não dependente das Perdas. Fonte: Autor.

Penetração	Energia Total Gerada(kWh)	Energia Total Cortada (kWh)	JFI
25	90,3102	7,2681	1,0
50	127,8348	67,3220	0,9907
75	149,8700	142,8652	0,9965
100	186,8132	223,0162	0,9988

- Função Objetivo Dependente das Perdas

Tabela 5.9: Análise da Energia no Cenário Utilizando a SBN com Função Objetivo dependente das Perdas e fator  $\alpha = 0,25$ . Fonte: Autor.

Penetração	Energia Total Gerada(kWh)	Energia Total Cortada (kWh)	JFI
25	74,8960	22,6824	0,9999
50	105,1881	89,9687	0,9851
75	133,1736	159,5616	0,9908
100	151,6732	258,1562	0,9731

Tabela 5.10: Análise da Energia no Cenário Utilizando a SBN com Função Objetivo dependente das Perdas e fator  $\alpha = 0,5$ . Fonte: Autor.

Penetração	Energia Total Gerada(kWh)	Energia Total Cortada (kWh)	JFI
25	74,8960	22,6824	0,9999
50	119,0787	76,0781	0,9896
75	148,0615	144,6737	0,9525
100	158,9468	250,8826	0,9623

Tabela 5.11: Análise da Energia no Cenário Utilizando a SBN com Função Objetivo dependente das Perdas e fator  $\alpha = 0.75$ . Fonte: Autor.

Penetração	Energia Total Gerada(kWh)	Energia Total Cortada (kWh)	JFI
25	82,9593	14,6190	1,0
50	130,0334	65,1234	0,9474
75	154,0984	138,6369	0,9437
100	166,7540	243,0754	0,9234

Os resultados da função objetivo independente das perdas indicam uma geração total relativamente elevada, com cortes crescentes à medida que a penetração aumenta e valores de JFI próximos de 1 em todos os níveis, o que revela uma repartição bastante equitativa dos cortes entre os SFVs mesmo em altos níveis de penetração. Quando as perdas são incluídas na função objetivo, observa-se que a energia total gerada tende a diminuir, especialmente para valores de  $\alpha$  menores (maior peso relativo às perdas), refletindo uma estratégia de barganha que aceita maiores cortes de geração para reduzir perdas na rede. À medida que  $\alpha$  aumenta há um compromisso intermediário: a energia total gerada cresce em relação aos casos com menor  $\alpha$ , ao custo de uma leve redução nos valores de JFI para níveis de penetração mais elevados, indicando que a barganha passa a privilegiar um pouco mais a maximização da energia, ainda que com alguma perda de equidade entre os SFVs. De forma geral, as tabelas mostram que a SBN permite modular, via escolha da função objetivo e do parâmetro  $\alpha$ , o equilíbrio entre energia gerada, perdas e justiça.

As Figuras 5.10-5.13 mostram a geração individual de cada SFV sob a SBN, permitindo visualizar como a barganha altera as curvas VW de forma diferenciada entre as unidades.

- Função objetivo Independente das Perdas

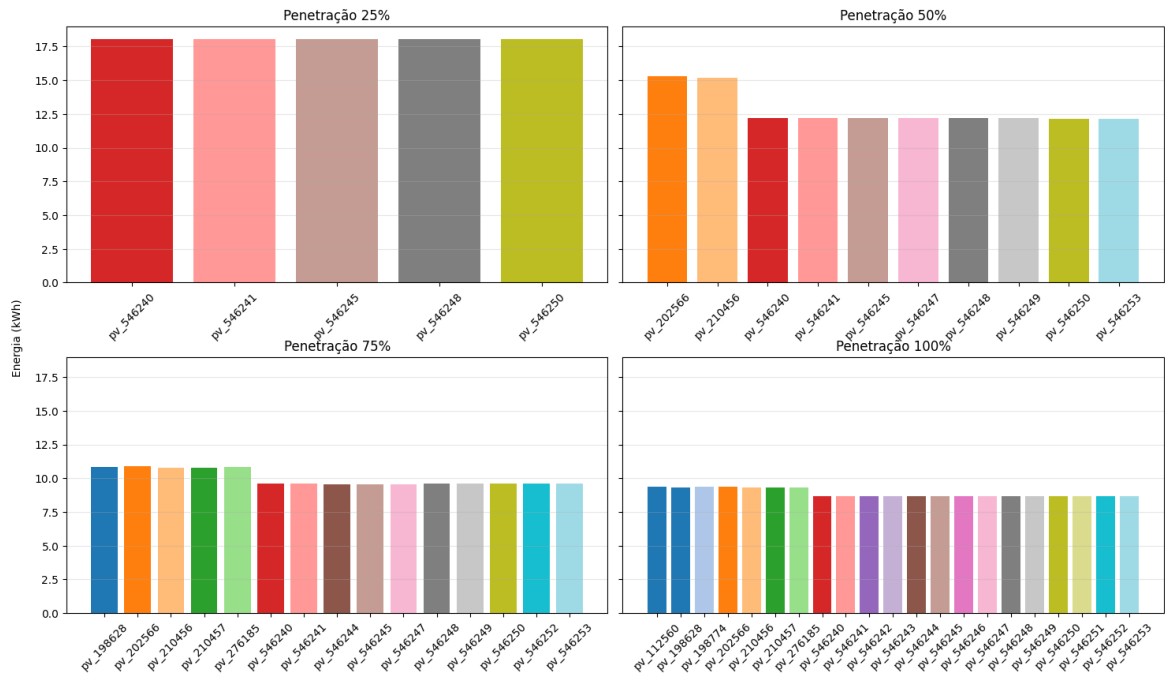


Figura 5.10: Energia Gerada por cada SFV no caso Utilizando a SBN com Função Objetivo Independente das Perdas. Fonte: Autor.

- Função Objetivo com dependência das Perdas

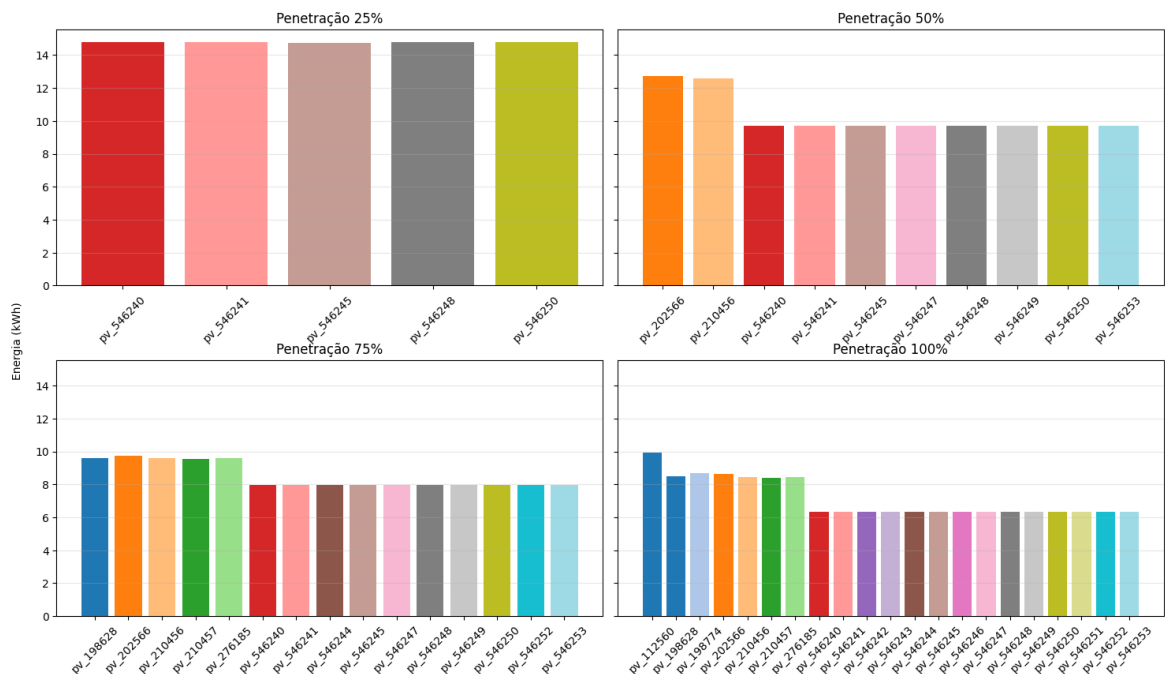


Figura 5.11: Energia Gerada por cada SFV no caso Utilizando a SBN com Função Objetivo dependente das Perdas e fator  $\alpha = 0,25$ . Fonte: Autor.

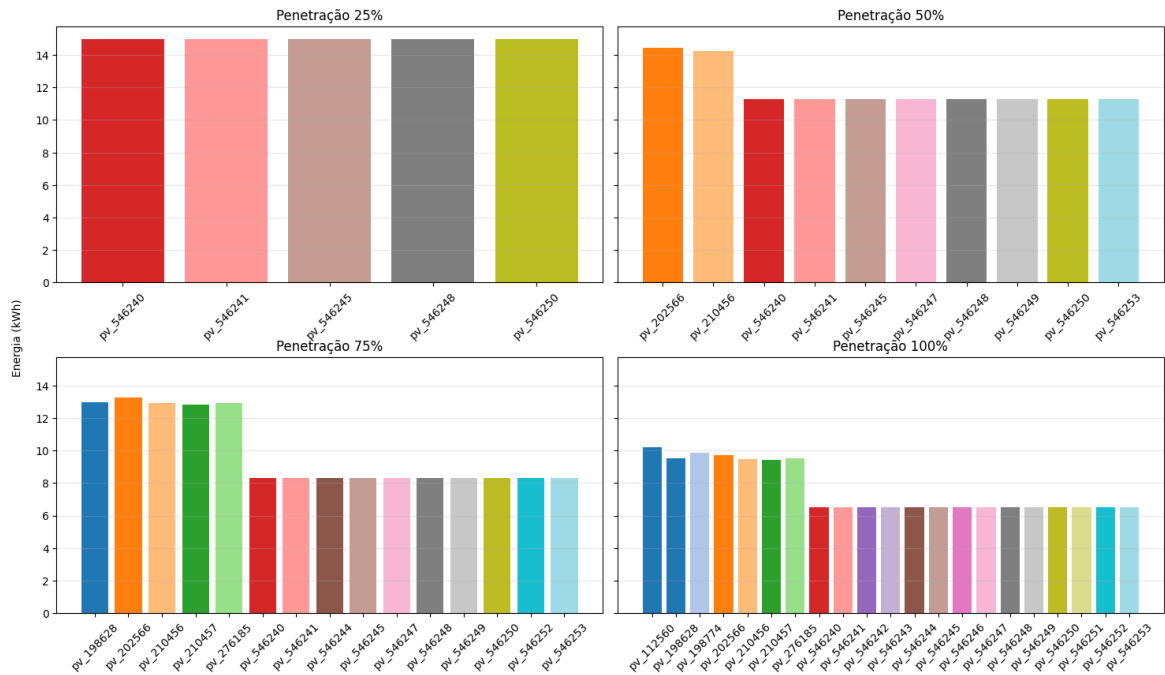


Figura 5.12: Energia Gerada por cada SFV no caso Utilizando a SBN com Função Objetivo dependente das Perdas e fator  $\alpha = 0,5$ . Fonte: Autor.

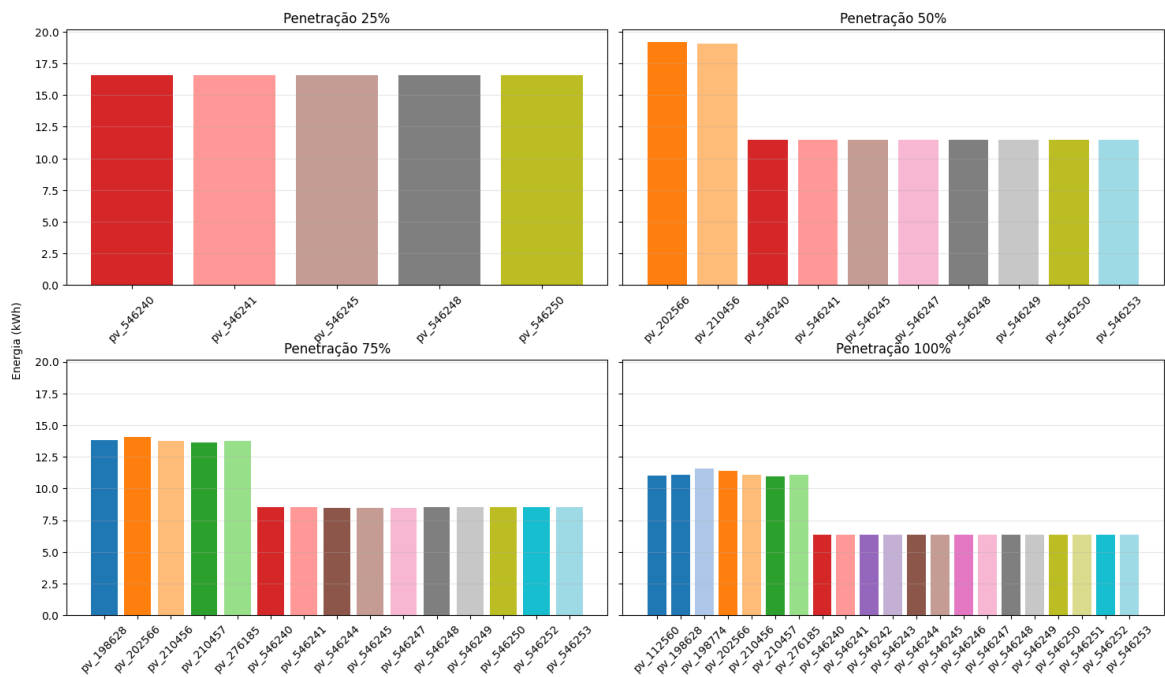


Figura 5.13: Energia Gerada por cada SFV no caso Utilizando a SBN com Função Objetivo dependente das Perdas e fator  $\alpha = 0,75$ . Fonte: Autor.

De modo geral, os gráficos revelam distribuições bem uniformes de geração quando o JFI é próximo de 1 (caso independente das perdas e casos com baixa penetração), com barras de altura semelhante entre os SFVs. À medida que a função objetivo passa a dar

mais peso às perdas (valores de  $\alpha$  menores) e a penetração aumenta, surgem diferenças mais perceptíveis entre as barras: alguns SFVs têm sua geração relativamente mais limitada, refletindo a busca por redução de perdas em pontos mais sensíveis da rede. Assim, os gráficos confirmam visualmente o papel da SBN: ajustar as curvas VW para redistribuir cortes entre os SFVs de forma coerente com o critério de otimização escolhido.

### 5.3.3.2 Curvas IEEE

As Tabelas 5.12–5.15 apresentam os resultados obtidos com a aplicação da Solução de Barganha de Nash em um cenário em que as curvas *Volt-Watt* seguem as recomendações da norma IEEE, em contraste com os casos anteriores baseados em normas brasileiras. Considera-se as mesmas formulações da função objetivo descritos anteriormente de forma que muda-se apenas as curvas VW utilizadas.

- Função objetivo Independente das Perdas

Tabela 5.12: Análise da Energia no Cenário Utilizando a SBN com Função Objetivo Independente das Perdas. Fonte: Autor.

Penetração	Energia Total Gerada(kWh)	Energia Total Cortada (kWh)	JFI
25	97,5784	0,0000	1,0
50	195,0842	0,0726	1,0
75	262,1449	30,5904	0,9937
100	302,5297	107,2996	0,9836

- Função Objetivo Dependente das Perdas

Tabela 5.13: Análise da Energia no Cenário Utilizando a SBN com Função Objetivo dependente das Perdas e fator  $\alpha = 0,25$ . Fonte: Autor.

Penetração	Energia Total Gerada(kWh)	Energia Total Cortada (kWh)	JFI
25	97,5784	0,0000	1
50	191,1194	4,0374	0,9999
75	225,9290	66,8063	0,9934
100	261,1462	148,6832	0,9790

Tabela 5.14: Análise da Energia no Cenário Utilizando a SBN com Função Objetivo dependente das Perdas e fator  $\alpha = 0,5$ . Fonte: Autor.

Penetração	Energia Total Gerada(kWh)	Energia Total Cortada (kWh)	JFI
25	97,5784	0,0000	1,0
50	191,1194	4,0374	0,9999
75	225,9290	66,8063	0,9934
100	282,0534	127,7759	0,9798

Tabela 5.15: Análise da Energia no Cenário Utilizando a SBN com Função Objetivo dependente das Perdas e fator  $\alpha = 0,75$ . Fonte: Autor.

Penetração	Energia Total Gerada(kWh)	Energia Total Cortada (kWh)	JFI
25	97,5784	0,0000	1
50	191,1687	3,9880	0,9998
75	251,3951	41,3401	0,9897
100	304,3352	105,4942	0,9537

Na função objetivo independente das perdas, observa-se elevada energia total gerada em todos os níveis de penetração, com cortes praticamente nulos até 50% e valores de JFI iguais ou muito próximos de 1, o que indica uma distribuição altamente equitativa dos cortes quando estes passam a ocorrer (sobretudo em 75% e 100%). Quando as perdas são incluídas na função objetivo, os resultados mostram apenas pequenas reduções na energia total gerada e aumentos moderados na energia cortada, mantendo JFIs elevados em todos os casos, o que sugere que a SBN, mesmo ao considerar as perdas, consegue preservar boa equidade entre os SFVs. Em geral, valores maiores de  $\alpha$  tendem a privilegiar mais a energia gerada (menor corte), enquanto valores menores de  $\alpha$  introduzem cortes um pouco maiores para favorecer a redução de perdas, mas sem comprometer significativamente a justiça (JFI próximo de 1). Comparados aos cenários com curvas brasileiras, esses resultados indicam que a combinação SBN + curvas IEEE permite operar com níveis mais altos de energia gerada e cortes mais contidos, mantendo uma repartição bastante equilibrada entre as unidades fotovoltaicas.

As Figuras 5.14-5.17 mostram a geração individual de cada SFV sob a SBN utilizando as curvas de acordo com as normas do IEEE, permitindo visualizar como a barganha altera as curvas VW de forma diferenciada entre as unidades.

- Função objetivo Independente das Perdas

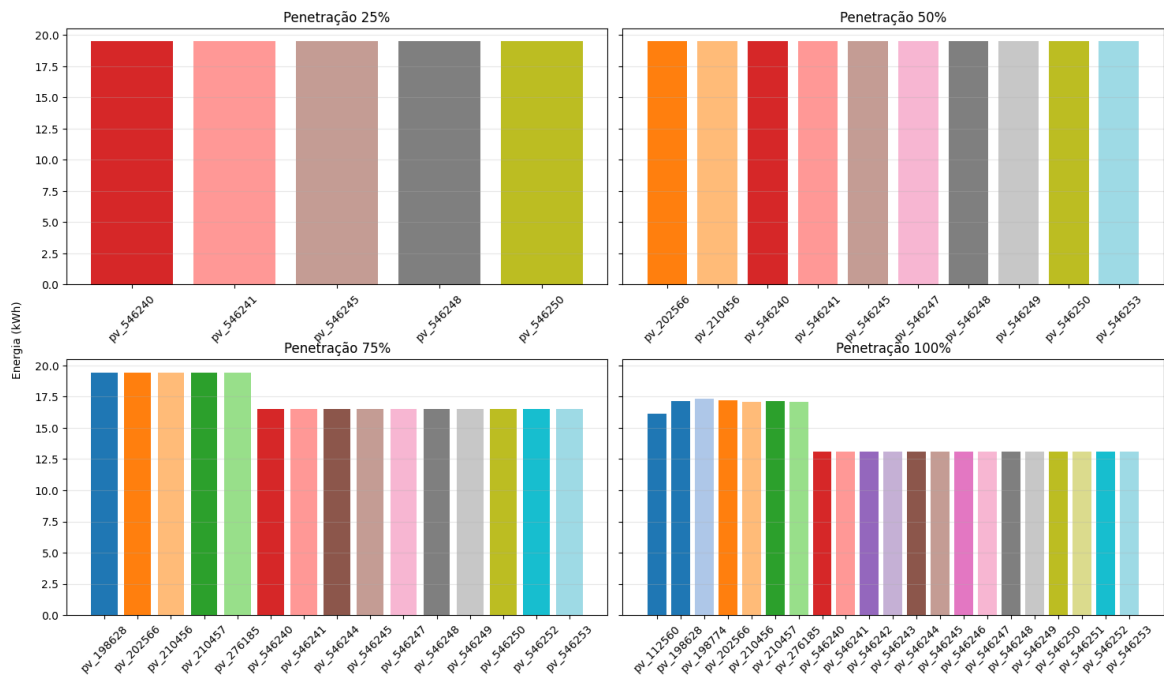


Figura 5.14: Energia Gerada por cada SFV no caso sem controle. Fonte: Autor.

- Função Objetivo com dependência das Perdas

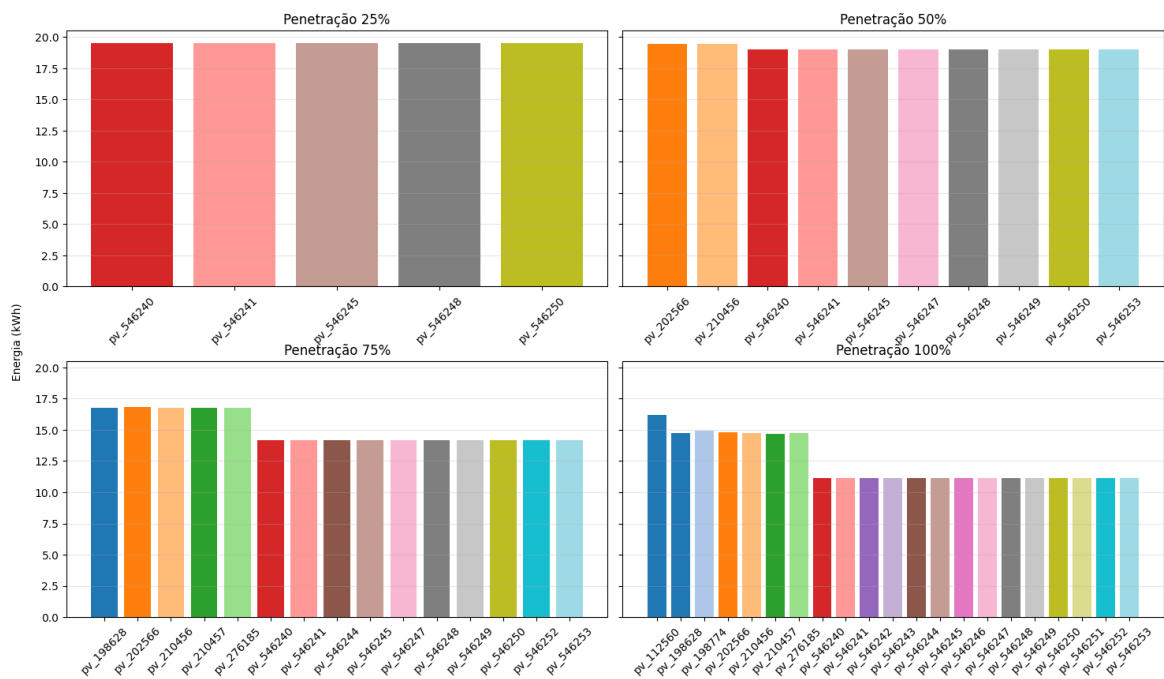


Figura 5.15: Energia Gerada por cada SFV no caso Utilizando a SBN com Função Objetivo dependente das Perdas e fator  $\alpha = 0,25$ . Fonte: Autor.

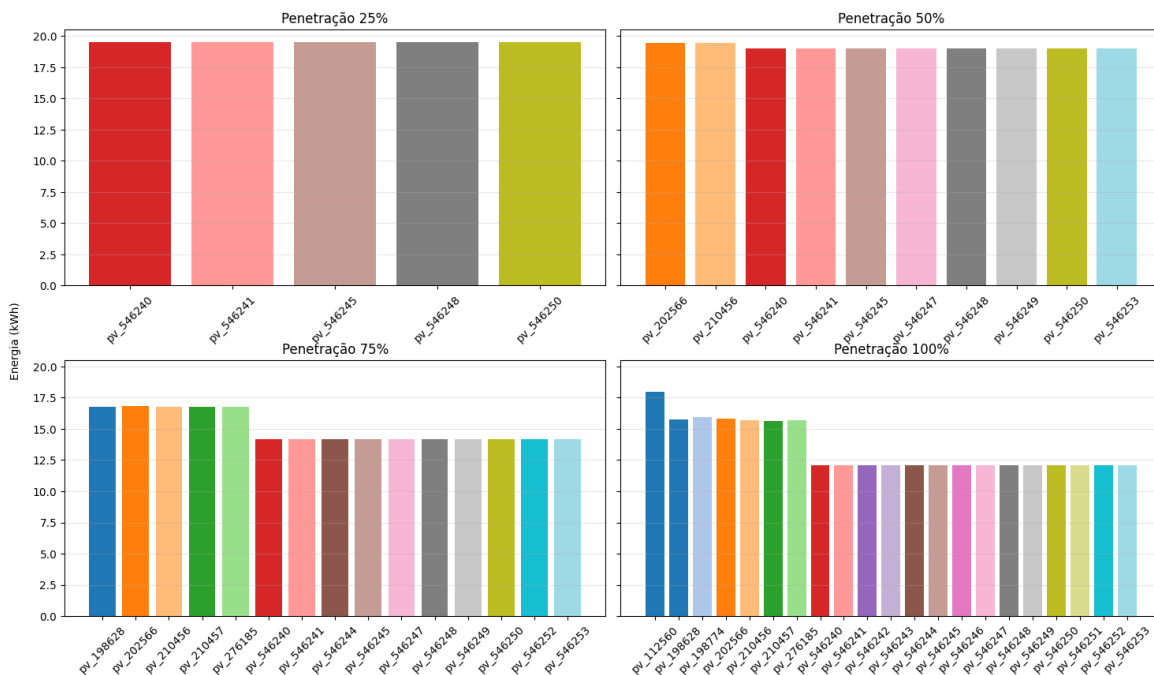


Figura 5.16: Energia Gerada por cada SFV no caso Utilizando a SBN com Função Objetivo dependente das Perdas e fator  $\alpha = 0,5$ . Fonte: Autor.

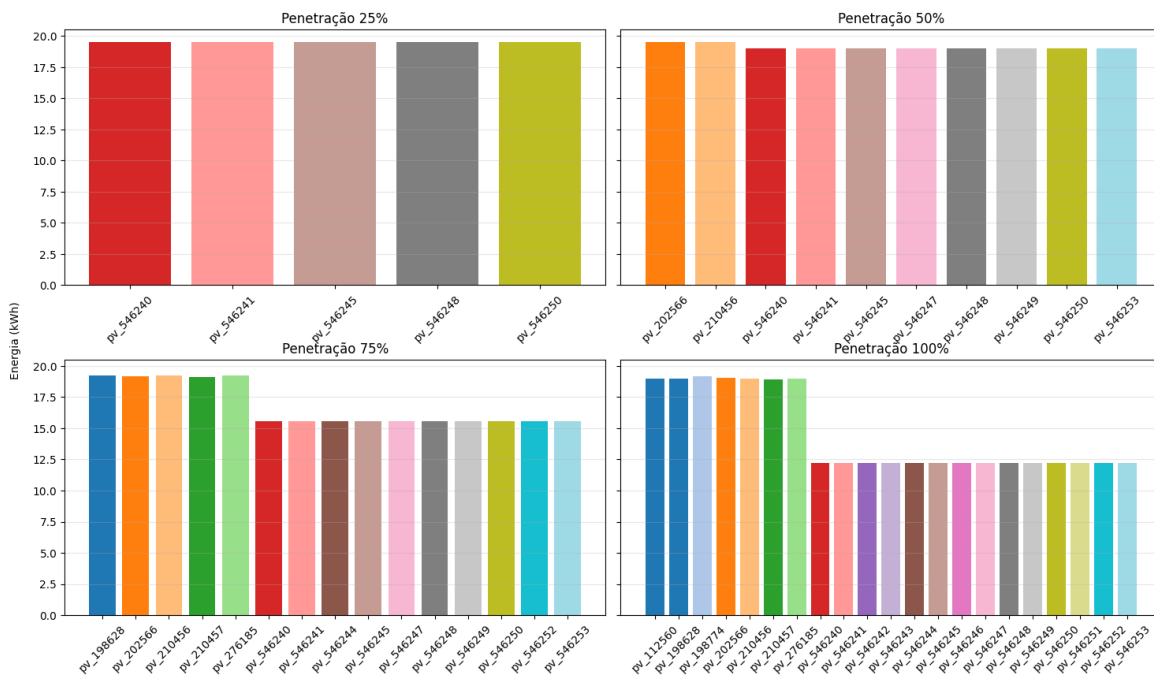


Figura 5.17: Energia Gerada por cada SFV no caso Utilizando a SBN com Função Objetivo dependente das Perdas e fator  $\alpha = 0,75$ . Fonte: Autor.

Para penetrações de 25% e 50%, observa-se que as barras de geração dos diferentes SFVs apresentam alturas muito semelhantes, o que está em consonância com os valores de JFI igual ou muito próximo de 1 e indica uma repartição praticamente uniforme da

geração e dos eventuais cortes entre as unidades. À medida que a penetração aumenta para 75% e 100%, surgem pequenas diferenças na altura das barras, com alguns SFVs tendo sua geração ligeiramente mais limitada. Esse comportamento reflete o ajuste diferenciado das curvas VW em pontos mais sensíveis da rede, seja pela função objetivo independente das perdas ou pela função que as incorpora com diferentes valores de  $\alpha$ . Ainda assim, os gráficos mostram que, mesmo em altos níveis de penetração, a SBN combinada com curvas IEEE mantém um padrão de geração individual bastante homogêneo, coerente com os elevados valores de JFI observados nas tabelas, reforçando a capacidade do esquema em conciliar elevada energia total com boa equidade entre os geradores.

### 5.3.4 Comparação entre Cenários

Para comparar a energia gerada e o nível de justiça em cada cenário, utiliza-se para cada cenário abreviações do cenário que eles representam. Essas abreviações serão utilizadas no decorrer de todo o capítulo para fazer a análise dos demais parâmetros. Assim, tem-se as seguintes abreviações dadas na tabela 5.16:

Tabela 5.16: Resumo dos cenários analisados. Fonte: Autor.

Cenário	Descrição resumida do Cenário
CEN01	Sem controle de tensão
CEN02	Com CVW utilizando a Curva 01 Fixa(norma PRODIST)
CEN03	Com CVW utilizando a Curva 02 Fixa(norma PRODIST)
CEN04	Com CVW utilizando a Curva 03 Fixa (norma PRODIST)
CEN05	Com CVW utilizando a Curva 01 Fixa(norma IEEE)
CEN06	Com CVW utilizando a Curva 02 Fixa(norma IEEE)
CEN07	Com CVW utilizando a Curva 03 Fixa (norma IEEE)
CEN08	Com SBN e curvas brasileiras (função objetivo independente das perdas)
CEN09	Com SBN e curvas brasileiras (função objetivo dependente das perdas, $\alpha = 0, 5$ )
CEN10	Com SBN e curvas brasileiras (função objetivo dependente das perdas, $\alpha = 0, 75$ )
CEN11	Com SBN e curvas brasileiras (função objetivo dependente das perdas, $\alpha = 0, 25$ )
CEN12	Com SBN e curvas IEEE (função objetivo independente das perdas)
CEN13	Com SBN e curvas IEEE (função objetivo dependente das perdas, $\alpha = 0, 5$ )
CEN14	Com SBN e curvas IEEE (função objetivo dependente das perdas, $\alpha = 0, 75$ )
CEN15	Com SBN e curvas IEEE (função objetivo dependente das perdas, $\alpha = 0, 25$ )

As Figuras 5.18-5.21 apresentam matrizes de comparação entre OS cenários descritos para cada nível de penetração FV. Cada célula mostra, em porcentagem, quanta energia o cenário da linha produz em relação ao cenário da coluna, calculada como:

$$Valor = \frac{E_{Linha} - E_{coluna}}{E_{coluna}} \times 100 \quad (5.2)$$

Dessa forma, cada valor na célula indica o quanto o cenário da linha gera a mais (valor positivo) ou a menos (valor negativo) de energia em relação ao cenário da coluna.

- Penetração 25%

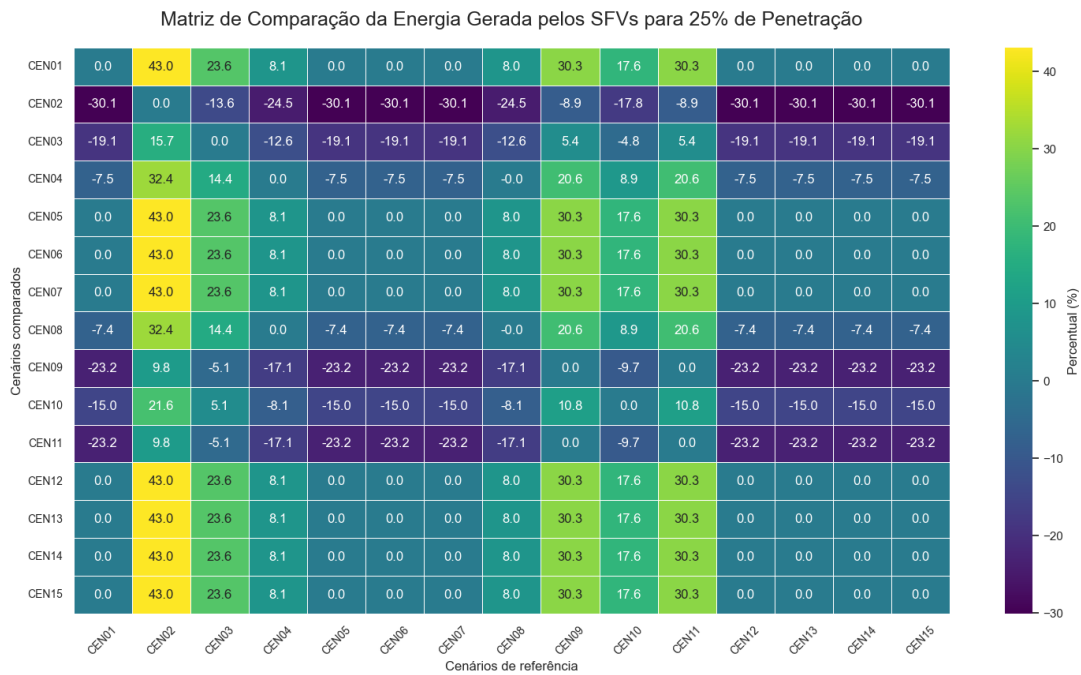


Figura 5.18: Matriz de comparação entre os cenários com penetração igual a 25%. Fonte: Autor.

- Penetração 50%

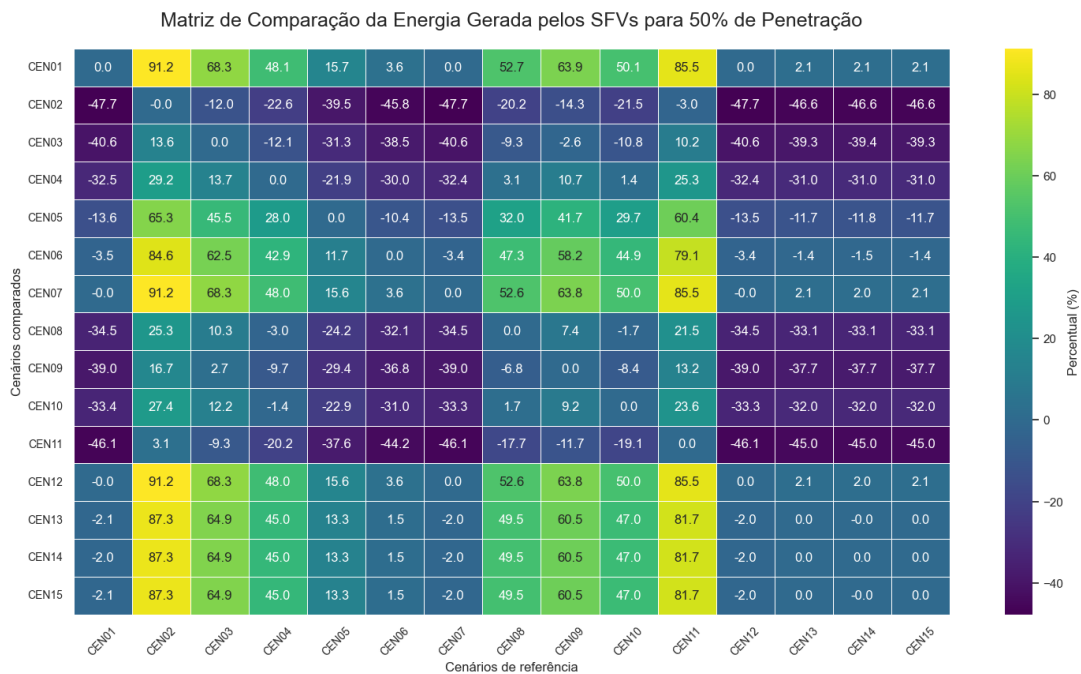


Figura 5.19: Matriz de comparação entre os cenários com penetração igual a 50%. Fonte: Autor.

- Penetração 75%

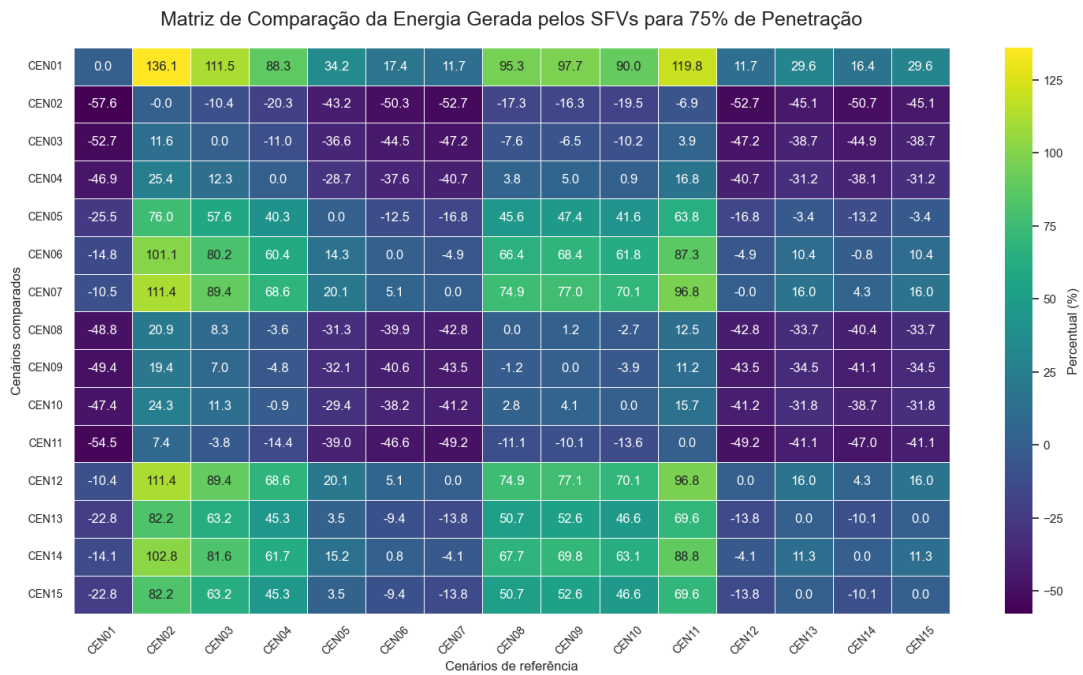


Figura 5.20: Matriz de comparação entre os cenários com penetração igual a 75%. Fonte: Autor.

- Penetração %100

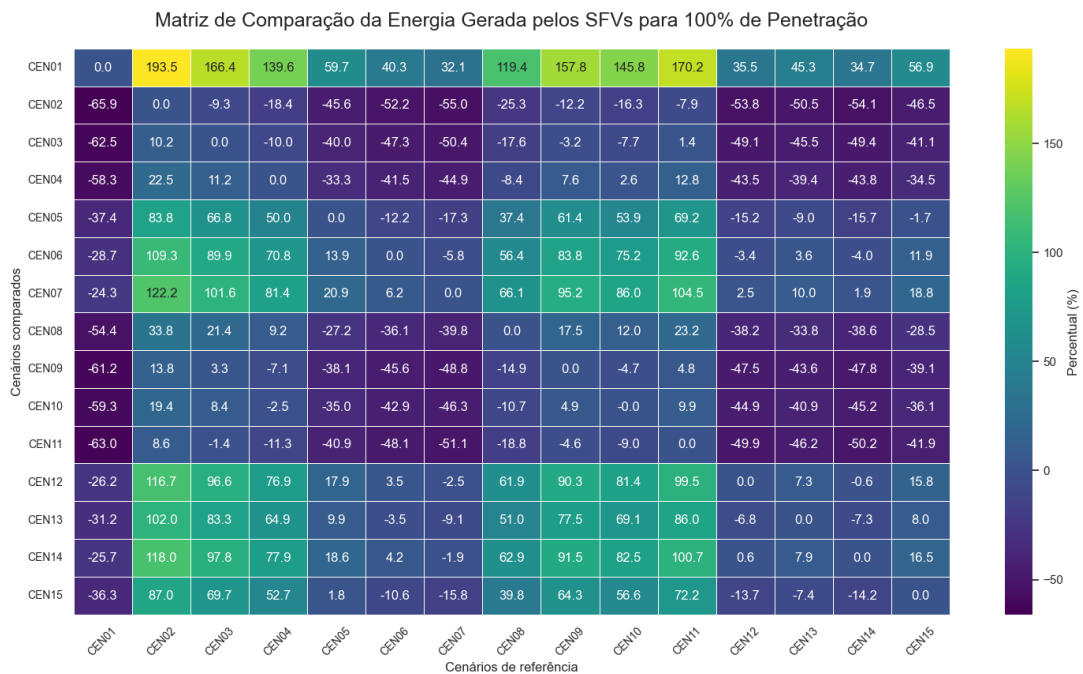


Figura 5.21: Matriz de comparação entre os cenários com penetração igual a 100%. Fonte: Autor.

Em 25% de penetração, a matriz mostra variações moderadas: cenários com controle mais rígido (por exemplo, CEN02–CEN04 e CEN11) aparecem com maior frequência va-

lores negativos quando comparados ao caso sem controle (CEN01) ou aos casos mais permissivos (como CEN05–CEN07 e CEN12–CEN15), evidenciando que há algum sacrifício de energia em prol dos critérios estabelecidos.

Em 50% de penetração, os contrastes aumentam. CEN01 passa a gerar bem mais energia que vários cenários com controle, aparecendo com valores próximos à 50% em relação a curvas brasileiras mais rígidas. Em contrapartida, cenários com CVW IEEE menos restritivo (CEN06–CEN07) e SBN+IEEE (CEN12–CEN15) apresentam ganhos de energia importantes em relação aos controles brasileiros mais conservadores, enquanto sbn com curvas brasileiras e função objetivo dependente das perdas (CEN09–CEN11) ficam em posição intermediária: cortam mais energia que os IEEE, mas ainda geram mais que os controles brasileiros mais rígidos.

Em 75% de penetração, a matriz evidencia de forma clara três blocos distintos. O primeiro envolve o cenário CEN01 e os cenários IEEE mais permissivos (CEN05–CEN07 e CEN12–CEN15), que apresentam valores fortemente positivos quando comparados aos controles brasileiros mais rígidos e ao SBN com foco forte em perdas, sendo, portanto, os que mais geram energia. O segundo bloco corresponde aos cenários CEN02–CEN04 e ao SBN com curvas brasileiras com baixo  $\alpha$  (CEN11), que aparecem com muitos valores negativos em relação aos anteriores, refletindo um maior corte de geração. Por fim, o terceiro bloco inclui o SBN com curvas brasileiras e  $\alpha$  intermediário (CEN09–CEN10), que ocupa uma posição de compromisso, apresentando perdas de energia menores que CEN02–CEN04, mas ainda inferiores às observadas nos cenários IEEE mais relaxados.

Por fim, em 100% de penetração, os contrastes são máximos: CEN01 surge com diferenças superiores a 150–190% em relação a cenários fortemente controlados, mostrando que a ausência de controle maximiza energia às custas de problemas de tensão. Os cenários com CVW IEEE fixo (especialmente CEN06–CEN07) e SBN+IEEE com função objetivo menos penalizadora das perdas (CEN12, CEN14) também exibem ganhos expressivos de energia frente a controles brasileiros mais rígidos e SBN com  $\alpha$  baixo, confirmando seu caráter mais permissivo. Em contrapartida, cenários como CEN02, CEN03, CEN04 e principalmente SBN brasileiro com  $\alpha$  pequeno (CEN11) apresentam valores frequentemente negativos quando comparados aos cenários sem controle ou IEEE, indicando que sacrificam uma fração significativa da energia para manter tensões mais adequadas. Dessa forma, as matrizes deixam evidente o *trade-off* global: à medida que a penetração cresce,

cenários sem controle ou com curvas IEEE/SBN mais relaxadas maximizam a energia gerada, enquanto controles brasileiros rígidos e SBN com foco em perdas reduzem a energia para melhorarem seus critérios estabelecidos.

Nas figuras 5.22-5.24 compara-se os valores do JFI nos diferentes cenários para diferentes níveis de penetração, o nível de penetração 25% não é analisado visto que já foi mencionado nos capítulos anteriores que todos os cenários possui nesse nível um JFI igual ou muito próximo de 1.

- Penetração 50%

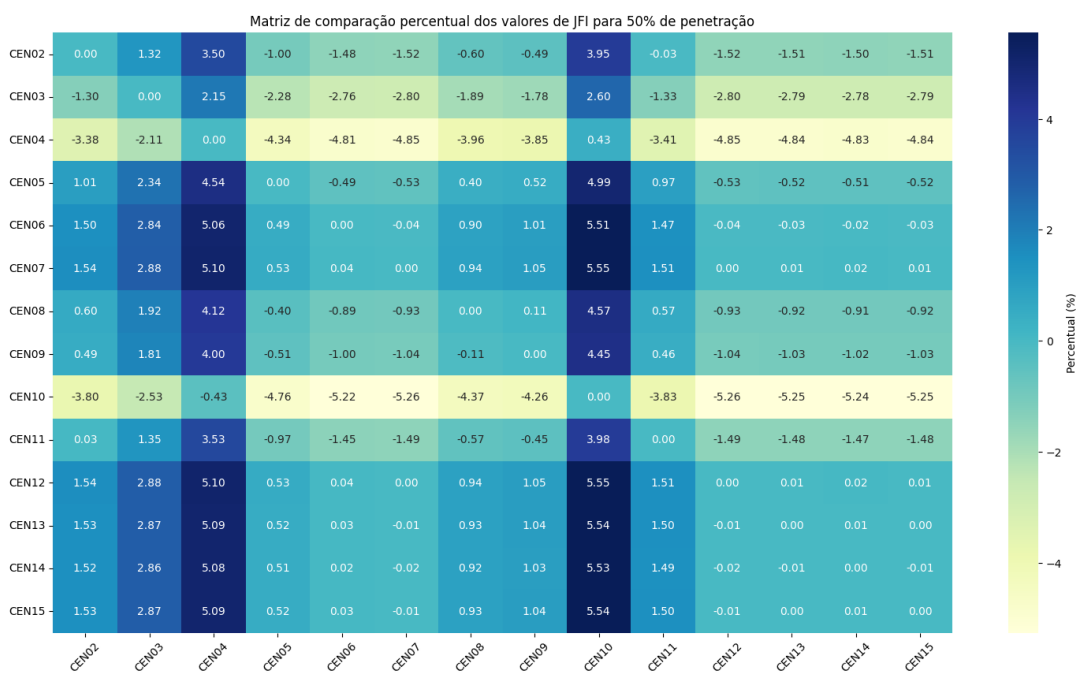


Figura 5.22: Matriz de Comparação Entre os Cenários com Penetração igual a 50%.  
Fonte: Autor.

- Penetração 75%

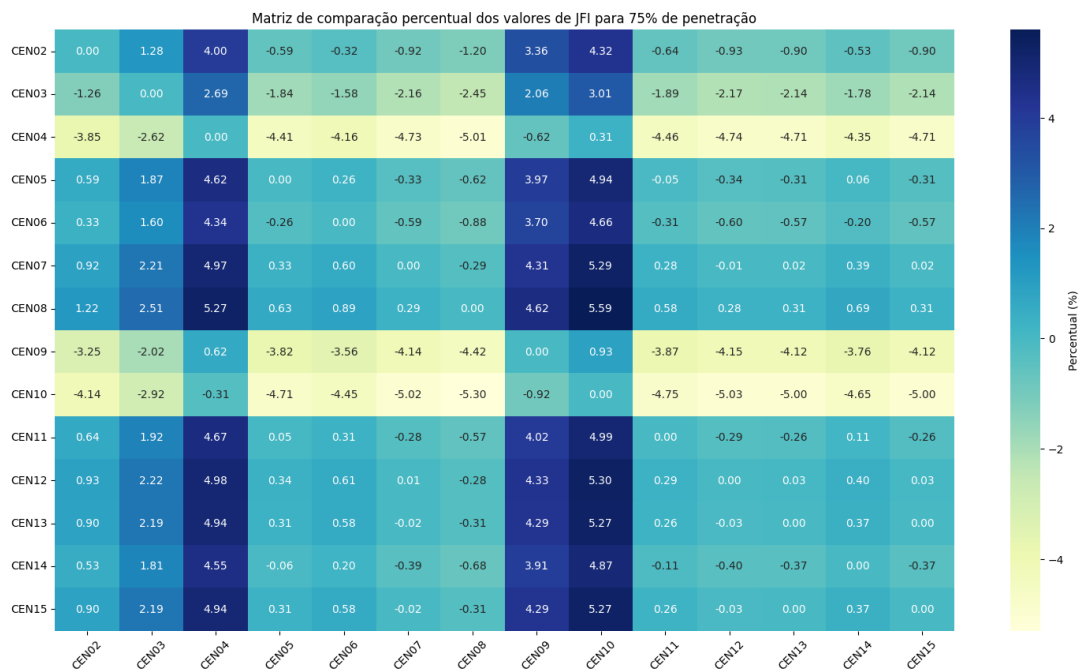


Figura 5.23: Matriz de Comparação Entre os Cenários com Penetração igual a 75%.  
Fonte: Autor.

- Penetração 100%

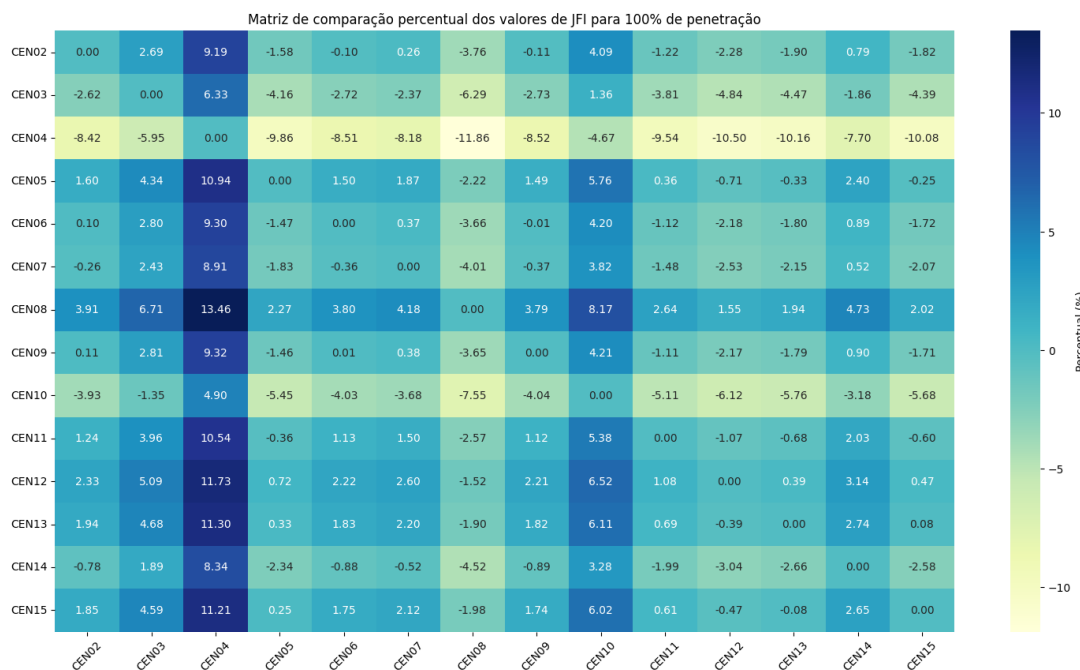


Figura 5.24: Matriz de Comparação Entre os Cenários com Penetração igual a 100%.  
Fonte: Autor.

Analisando as matrizes de comparação percentual dos JFIs entre os diferentes cenários, observa-se que, a medida que a penetração aumenta para 50%, começam a surgir dife-

renças mais perceptíveis: alguns cenários apresentam ligeiras quedas no JFI, enquanto outros mantêm valores próximos de 0, mostrando maior robustez frente ao aumento da penetração de geração fotovoltaica. Nos níveis de 75% e 100%, essas diferenças se acentuam, com certos cenários apresentando percentuais significativamente menores quando comparados aos cenários de referência, evidenciando maior sensibilidade às condições de operação e possível vulnerabilidade. Cenários como CEN08, CEN12 e CEN13 tendem a manter valores mais altos mesmo em penetração elevada, sugerindo que são mais estáveis e eficientes na gestão da rede. Por outro lado, cenários como CEN04 e CEN10 apresentam quedas mais acentuadas, o que indica que seu desempenho relativo se degrada com o aumento da penetração, podendo impactar a confiabilidade do sistema frente a justiça de corte.

## 5.4 Análise das Tensões na Rede

Nesta seção, faz-se a avaliação dos efeitos das diferentes estratégias de controle sobre o perfil de tensão da rede. Em particular, será discutido o comportamento das sobretensões observadas nas simulações para cada cenário e nível de penetração fotovoltaica, destacando como a escolha das curvas *Volt-Watt* e a aplicação da Solução de Barganha de Nash influenciam a ocorrência e a magnitude dessas violações de limite de tensão.

### 5.4.1 Sem Controle

A Tabela 5.17 apresenta os resultados obtidos para a magnitude de tensão máxima no cenário de referência (CEN01), operando sem a implementação de estratégias de controle, sob diferentes níveis de penetração de geração distribuída.

Tabela 5.17: Análise da Tensão Máxima no Cenário Sem Controle. Fonte: Autor.

Penetração	Tensão Máxima (pu)
25	1,0502
50	1,0830
75	1,1138
100	1,1623

A análise dos dados revela uma correlação direta e acentuada entre o aumento da

potência injetada pelos sistemas fotovoltaicos e a elevação dos níveis de tensão na rede. Observa-se que, para uma penetração de 25%, a tensão máxima atinge 1,0502 pu, situando-se no limiar superior da faixa de operação adequada típica. Contudo, à medida que a penetração avança para 50% e 75%, os valores saltam para 1,0830 pu e 1,1138 pu, respectivamente, caracterizando violações claras dos limites normativos. No cenário extremo de 100% de penetração, registra-se um pico de 1,1623 pu, evidenciando que, na ausência de mecanismos de regulação de tensão, a capacidade de hospedagem da rede é severamente comprometida, tornando a operação tecnicamente inviável devido à sobretensão crítica nos barramentos.

## 5.4.2 Mitigação com Controle *Volt-Watt* Tradicional

### 5.4.2.1 Curvas de Acordo com as Normas Brasileiras

As Tabelas 5.18, 5.19 e 5.20 apresentam a tensão máxima observada no alimentador, em pu, para o cenário com controle de tensão por curva *Volt-Watt* de acordo com as normas brasileiras, considerando três perfis de atuação: Curva Padrão, Curva Moderada e Curva Relaxada. Em cada tabela, são mostrados os valores de tensão máxima para os quatro níveis de penetração fotovoltaica simulados, permitindo avaliar como a forma da curva de controle influencia a contenção das sobretensões à medida que aumenta a injeção de potência ativa na rede.

- Curva Padrão

Tabela 5.18: Análise da Tensão Máxima Com Controle Usando a Curva Padrão. Fonte: Autor.

Penetração	Tensão Máxima (pu)
25	1,0331
50	1,0394
75	1,0427
100	1,0448

- Curva Moderada

Tabela 5.19: Análise da Tensão Máxima Com Controle Usando a Curva Moderada. Fonte: Autor.

Penetração	Tensão Máxima (pu)
25	1,0372
50	1,0427
75	1,0458
100	1,0474

- Curva Relaxada

Tabela 5.20: Análise da Tensão Máxima Com Controle Usando a Curva Relaxada. Fonte: Autor.

Penetração	Tensão Máxima (pu)
25	1,0429
50	1,0469
75	1,0497
100	1,0505

Os resultados indicam que, para todas as curvas, a tensão máxima cresce com o aumento da penetração, refletindo o maior fluxo de potência dos SFVs em direção à rede. Comparando-se as três tabelas, observa-se que a Curva Padrão é a que apresenta os menores valores de tensão máxima em todos os níveis de penetração, enquanto a Curva Relaxada resulta nas maiores tensões, com a Curva Moderada ocupando uma posição intermediária. Em 100% de penetração, por exemplo, a tensão máxima passa de 1,0448 pu na Curva Padrão para 1,0505 pu na Curva Relaxada, evidenciando que perfis mais rígidos de controle *Volt–Watt* são mais eficazes na limitação das sobretensões, ao custo de maior corte de geração, enquanto perfis mais relaxados permitem maior aproveitamento de energia, porém com tensões mais elevadas na rede.

#### 5.4.2.2 Curvas de Acordo com as Normas do IEEE

De forma análoga, as Tabelas 5.21, 5.22 e 5.23 apresentam a tensão máxima, em pu, obtida no alimentador para o cenário com controle de tensão por curvas *Volt–Watt* definidas de acordo com as recomendações do IEEE, considerando os mesmos perfis de atuação.

Em cada tabela, são mostrados os valores de tensão máxima para os quatro níveis de penetração fotovoltaica, possibilitando avaliar como a forma dessas curvas IEEE influencia o comportamento das sobretensões à medida que a penetração de geração distribuída aumenta.

- Curva Padrão

Tabela 5.21: Análise da Tensão Máxima Com Controle Usando a Curva Padrão, Fonte: Autor.

Penetração	Tensão Máxima (pu)
25	1,0502
50	1,0655
75	1,0731
100	1,0800

- Curva Moderada

Tabela 5.22: Análise da Tensão Máxima Com Controle Usando a Curva Moderada. Fonte: Autor.

Penetração	Tensão Máxima (pu)
25	1,0502
50	1,0756
75	1,0834
100	1,0883

- Curva Relaxada

Tabela 5.23: Análise da Tensão Máxima Com Controle Usando a Curva Relaxada. Fonte: Autor.

Penetração	Tensão Máxima (pu)
25	1,0502
50	1,0824
75	1,0883
100	1,0939

Os resultados mostram que, em todos os casos, a tensão máxima cresce com o aumento da penetração, sendo esse crescimento mais acentuado do que nas curvas baseadas em normas brasileiras. Observa-se que a Curva Padrão IEEE já apresenta tensões relativamente elevadas, atingindo 1,0800 pu em 100% de penetração, enquanto as Curvas Moderada e, principalmente, Relaxada resultam em valores ainda mais altos, chegando a 1,0883 pu e 1,0939 pu, respectivamente, no mesmo nível de penetração. Isso indica que, embora as curvas IEEE permitam maior injeção de potência ativa (e, conseqüentemente, maior geração de energia), elas são menos restritivas na contenção das sobretensões, especialmente em altos níveis de penetração. Assim, as tabelas evidenciam um compromisso mais favorável à maximização da geração, porém com maior aproximação ou até possível ultrapassagem dos limites de tensão adotados na rede, dependendo da regulação local.

### 5.4.3 Mitigação com Controle *Volt-Watt* usando a Solução de Barganha de Nash

#### 5.4.3.1 Curvas de Acordos com as Normas Brasileiras

As Tabelas 5.24-5.27 apresentadas nesta subseção reúnem os valores de tensão máxima (em pu) obtidos no alimentador para o conjunto de cenários em que o controle de tensão é realizado por meio da Solução de Barganha de Nash utilizando as curvas de acordo com normas brasileiras. O objetivo é avaliar em que medida a inclusão das perdas na função objetivo e a variação de  $\alpha$  modificam a capacidade do esquema de barganha em mitigar sobretensões, especialmente em altos níveis de penetração.

- Função Objetivo Independente das Perdas

Tabela 5.24: Análise da Tensão Máxima Com Controle Usando a SBN. Fonte: Autor.

Penetração	Tensão Máxima (pu)
25	1,0429
50	1,0464
75	1,0510
100	1,0677

- Função Objetivo Dependente das Perdas com  $\alpha = 0,25$

Tabela 5.25: Análise da Tensão Máxima Com Controle Usando a SBN com Função Objetivo Dependente das Perdas e  $\alpha = 0,25$ . Fonte: Autor.

Penetração	Tensão Máxima (pu)
25	1,0413
50	1,0411
75	1,0476
100	1,0487

- Função Objetivo Dependente das Perdas com  $\alpha = 0,5$

Tabela 5.26: Análise da Tensão Máxima Com Controle Usando a SBN com Função Objetivo Dependente das Perdas e  $\alpha = 0,5$ . Fonte: Autor.

Penetração	Tensão Máxima (pu)
25	1,0413
50	1,0464
75	1,0497
100	1,0499

- Função Objetivo Dependente das Perdas com  $\alpha = 0,75$

Tabela 5.27: Análise da Tensão Máxima Com Controle Usando a SBN com Função Objetivo Dependente das Perdas e  $\alpha = 0,75$ . Fonte: Autor.

Penetração	Tensão Máxima (pu)
25	1,0429
50	1,0469
75	1,0497
100	1,0505

De forma geral, observa-se que a função objetivo independente das perdas apresenta um crescimento progressivo da tensão máxima com o aumento da penetração, partindo de 1,0429 pu em 25% e atingindo 1,0677 pu em 100%. Esse resultado indica que, embora a SBN já promova algum controle de tensão, a ausência de um termo explícito de perdas na função objetivo permite tensões mais elevadas em regimes de alta penetração. Quando as perdas passam a ser consideradas, o comportamento se altera significativamente. Para

$\alpha = 0,5$ , as tensões máximas permanecem próximas às curvas brasileiras sem SBN, com valores entre 1,0413 pu e 1,0499 pu, e praticamente não se elevam entre 75% e 100% de penetração, sugerindo que a barganha passa a privilegiar configurações de curvas *Volt-Watt* que reduzem tanto perdas quanto sobretensões em níveis elevados de geração.

Para  $\alpha = 0,75$ , que confere maior peso à energia em relação às perdas, os valores de tensão máxima ficam levemente acima do caso  $\alpha = 0,5$ , especialmente em 100% de penetração (1,0505 pu), mas ainda bem inferiores aos obtidos com a função independente das perdas, indicando um compromisso intermediário entre mitigação de sobretensão e aproveitamento de energia. Já para  $\alpha = 0,25$ , em que as perdas têm peso relativamente maior, as tensões máximas são as menores entre todos os casos com SBN dependente das perdas, não ultrapassando 1,0487 pu em 100% de penetração. Isso mostra que, ao priorizar mais fortemente a redução de perdas, a solução de barganha desloca as curvas *Volt-Watt* de forma a conter de maneira mais agressiva as sobretensões, ainda que potencialmente à custa de maior corte de geração em outras análises.

Em síntese, os resultados evidenciam que a SBN é capaz de moldar o compromisso entre energia, perdas e qualidade de tensão: a função objetivo independente das perdas tende a permitir sobretensões mais elevadas em alta penetração, enquanto a inclusão das perdas, especialmente com  $\alpha$  menores, reduz significativamente a tensão máxima, tornando o perfil de tensão mais compatível com limites regulatórios, sem abandonar a lógica de justiça distributiva entre os SFVs.

#### 5.4.3.2 Curvas de Acordos com as Normas do IEEE

As Tabelas 5.28-5.31 desta subseção apresentam a tensão máxima (em pu) observada no alimentador para os cenários em que o controle de tensão é realizado por meio da Solução de Barganha de Nash combinada com curvas *Volt-Watt* em conformidade com as normas do IEEE.

- Função Objetivo Independente das Perdas

Tabela 5.28: Análise da Tensão Máxima Com Controle Usando a SBN. Fonte: Autor.

Penetração	Tensão Máxima (pu)
25	1,0502
50	1,0824
75	1,0882
100	1,0916

- Função Objetivo Dependente das Perdas com  $\alpha = 0, 25$

Tabela 5.29: Análise da Tensão Máxima Com Controle Usando a SBN com Função Objetivo Dependente das Perdas e  $\alpha = 0, 25$ . Fonte: Autor.

Penetração	Tensão Máxima (pu)
25	1,0502
50	1,0822
75	1,0819
100	1,0806

- Função Objetivo Dependente das Perdas com  $\alpha = 0, 5$

Tabela 5.30: Análise da Tensão Máxima Com Controle Usando a SBN com Função Objetivo Dependente das Perdas e  $\alpha = 0, 5$ . Fonte: Autor.

Penetração	Tensão Máxima (pu)
25	1,0502
50	1,0822
75	1,0818
100	1,0919

- Função Objetivo Dependente das Perdas com  $\alpha = 0, 75$

Tabela 5.31: Análise da Tensão Máxima Com Controle Usando a SBN com Função Objetivo Dependente das Perdas e  $\alpha = 0,75$ . Fonte: Autor.

Penetração	Tensão Máxima (pu)
25	1,0502
50	1,0822
75	1,0883
100	1,0939

Os resultados indicam que, com função objetivo independente das perdas, as tensões máximas aumentam com a penetração, partindo de 1,0502 pu em 25% e alcançando 1,0916 pu em 100%, evidenciando que a SBN, quando não considera perdas, tende a privilegiar configurações de curvas VW que permitem maior injeção de potência, resultando em sobretensões mais elevadas em altas penetrações. Quando as perdas passam a ser consideradas ( $\alpha = 0,5$ ), as tensões máximas em 50% e 75% de penetração se mantêm praticamente inalteradas (1,0822–1,0818 pu), mas surge uma leve redução em 75% comparado ao caso independente das perdas, sinalizando um pequeno alívio das sobretensões em níveis intermediários.

Para  $\alpha = 0,75$ , que dá maior peso à energia em relação às perdas, os valores de tensão máxima tornam-se muito próximos aos do caso independente das perdas, chegando a 1,0939 pu em 100%, o maior valor entre os cenários analisados, o que indica que essa configuração pouco restringe as sobretensões. Por outro lado, para  $\alpha = 0,25$  em que as perdas ganham maior peso na função objetivo, observa-se um comportamento distinto: as tensões máximas permanecem iguais às dos demais casos para penetrações até 50%, mas em 100% de penetração caem para 1,0806 pu, valor inferior aos obtidos nas demais funções objetivo, sugerindo que a SBN, ao priorizar a redução de perdas, ajusta as curvas VW de forma a conter as sobretensões em alta penetração, mesmo em um cenário com curvas IEEE. Em síntese, as tabelas mostram que, embora todas as configurações apresentem tensões relativamente elevadas, a introdução das perdas na função objetivo, especialmente com  $\alpha$  mais baixo, permite um certo controle das sobretensões em altos níveis de penetração, ao passo que valores maiores de  $\alpha$  aproximam o comportamento do caso independente das perdas, com maior ênfase na maximização da injeção de potência ativa.

### 5.4.4 Comparação entre Cenários

As Figuras 5.25-5.28 apresentam matrizes de comparação em termos percentuais entre as tensões máximas obtidas nos diferentes cenários (CEN01–CEN15) para cada nível de penetração fotovoltaica. Em cada matriz, as linhas representam os cenários comparados e as colunas os cenários de referência. O valor de cada célula é calculado pela Equação 5.3.

$$\text{Valor da Célula} = \frac{V_{Linha} - V_{Coluna}}{V_{coluna}} \times 100 \quad (5.3)$$

O valor de cada célula da matriz indica o quanto a tensão máxima do cenário da linha é maior ou menor, em porcentagem, que a tensão máxima do cenário da coluna. Valores positivos indicam que o cenário da linha apresenta tensão mais elevada que o cenário de referência; valores negativos indicam que o cenário da linha resulta em tensão máxima mais baixa, portanto desempenho melhor em termos de mitigação de sobretensão.

- Penetração 25%

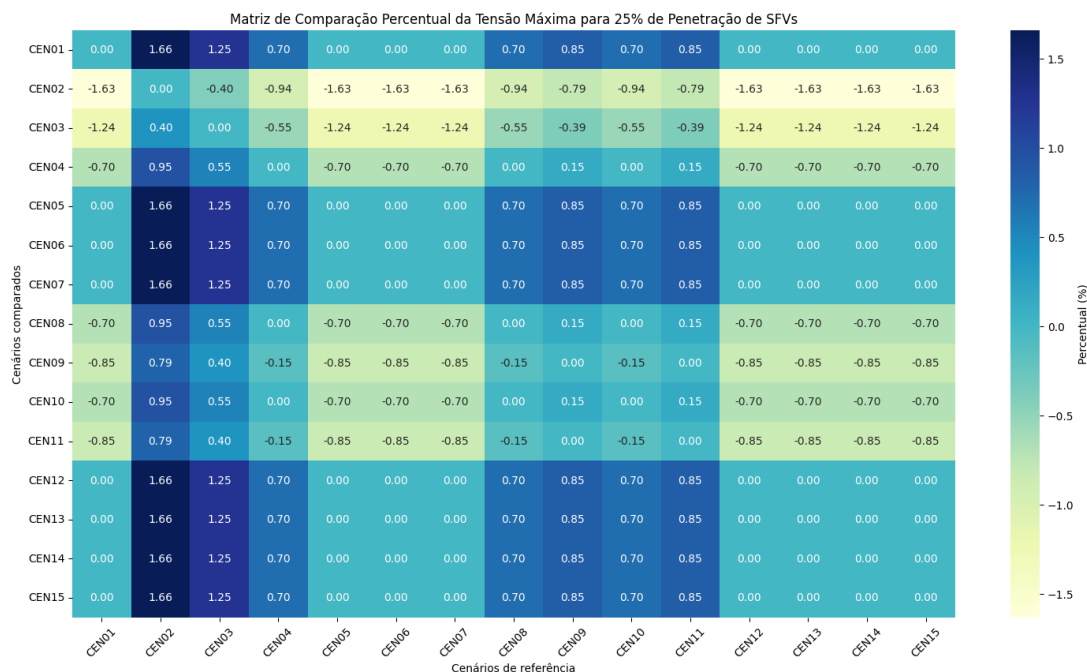


Figura 5.25: Matriz de Comparação Entre os Cenários com Penetração igual a 25%.  
Fonte: Autor.

- Penetração 50%

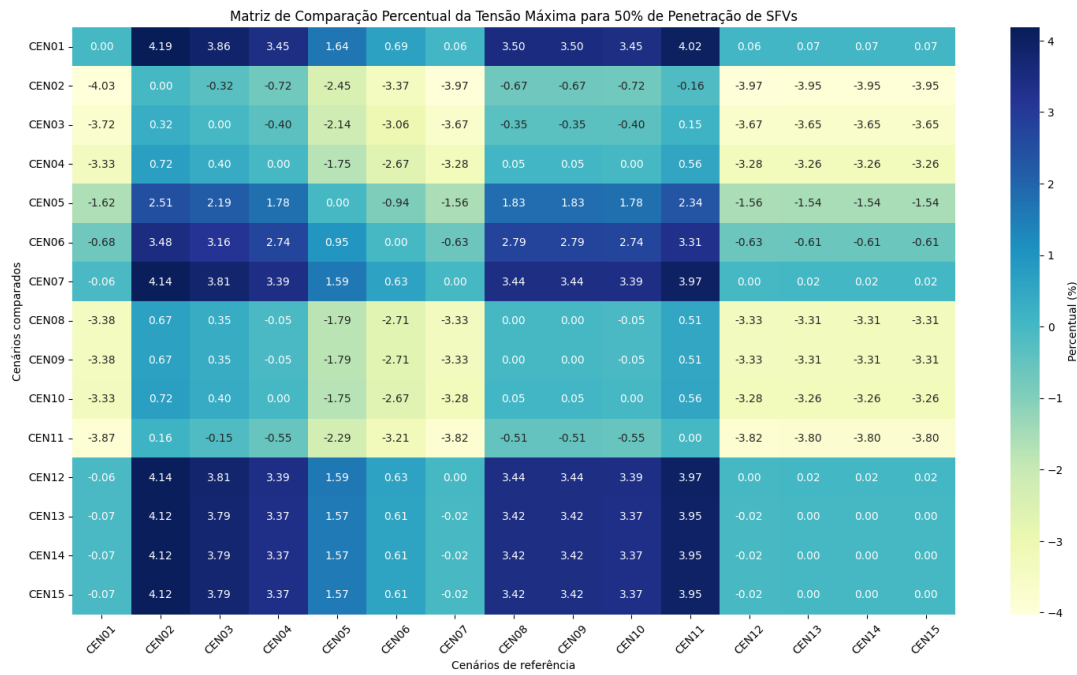


Figura 5.26: Matriz de Comparação Entre os Cenários com Penetração igual a 50%.  
Fonte: Autor.

- Penetração %75



Figura 5.27: Matriz de Comparação Entre os Cenários com Penetração igual a 75%.  
Fonte: Autor.

- Penetração %100

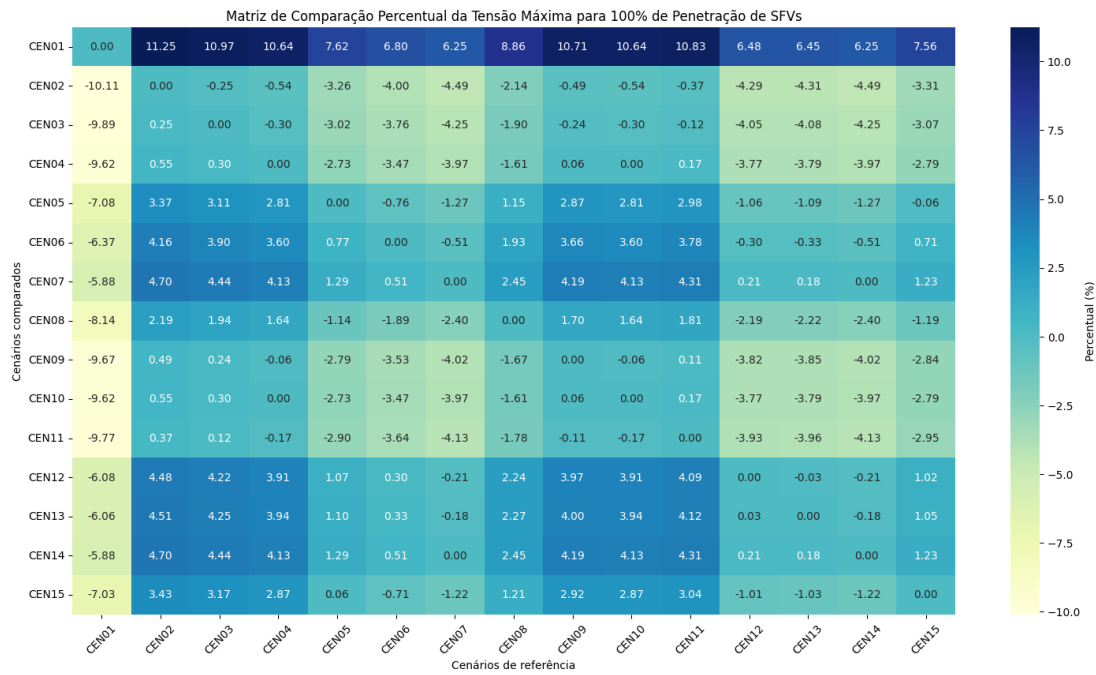


Figura 5.28: Matriz de Comparação Entre os Cenários com Penetração igual a 100%.  
Fonte: Autor.

Considerando essa métrica, é possível interpretar cada figura da seguinte forma. Para penetração de 25%, os valores percentuais em geral são pequenos (próximos de 0%), o que mostra que as diferenças entre cenários ainda são discretas: tanto o cenário sem controle (CEN01) quanto os cenários com CVW fixo (CEN02–CEN07) e com SBN (CEN08–CEN15) produzem tensões máximas semelhantes, e a escolha da estratégia de controle tem pouco impacto. À medida que a penetração aumenta para 50%, começam a surgir diferenças perceptíveis: cenários sem controle ou com curvas IEEE mais relaxadas tendem a apresentar valores positivos quando comparados a cenários com curvas brasileiras mais rígidas ou com SBN voltada à redução de perdas, evidenciando sobretensões relativamente maiores nesses casos. Em 75% de penetração, os contrastes se intensificam: CEN01 e cenários com IEEE fixo mais permissivos aparecem com percentuais claramente positivos em relação a muitos outros, enquanto cenários com CVW brasileiro mais rígido (como CEN02) e SBN com função objetivo dependente das perdas (por exemplo, CEN09–CEN11) passam a mostrar valores negativos frente a esses casos, confirmando sua maior eficácia na contenção de sobretensões. Finalmente, em 100% de penetração, os mapas percentuais deixam nítido o ordenamento dos cenários: o caso sem controle (CEN01) tende a concentrar os maiores desvios positivos, as curvas IEEE (CEN05–CEN07) e SBN+IEEE com foco em energia (como CEN12 e CEN14) ainda exibem sobrelevações de tensão em relação a referências

mais conservadoras, enquanto os cenários com curvas brasileiras e SBN ponderada por perdas (especialmente com  $\alpha$  menores) se destacam por apresentarem valores negativos em relação a vários outros, indicando menores tensões máximas e melhor desempenho em redes com alta penetração fotovoltaica.

## 5.5 Análise das Perdas Técnicas na Rede

### 5.5.1 Sem Controle

A Tabela 5.32 sumariza o comportamento das perdas técnicas totais no sistema para o cenário base (Sem Controle), considerando a variação progressiva do nível de penetração de geração distribuída de 25% a 100%.

Tabela 5.32: Análise das Perdas Técnicas no Cenário Sem Controle. Fonte: Autor.

Penetração	Perdas Técnicas (kWh)
25	3,1968
50	9,5060
75	19,3713
100	40,9510

Os resultados demonstram um crescimento não linear das perdas em função do aumento da capacidade instalada. Verifica-se que, ao passar de 25% para 50% de penetração, as perdas técnicas quase triplicam, saltando de 3,1968 kWh para 9,5060 kWh. Essa tendência se agrava substancialmente nos cenários de alta penetração: aos 100%, o sistema registra perdas de 40,9510 kWh, um valor mais de dez vezes superior ao observado no cenário inicial. Tal comportamento evidencia que, na ausência de controle, o aumento do fluxo de potência reverso e a elevação dos níveis de tensão (conforme discutido anteriormente) impõem um estresse resistivo severo à rede, degradando significativamente a eficiência operacional do sistema de distribuição.

## 5.5.2 Mitigação com Controle *Volt-Watt* Tradicional

### 5.5.2.1 Curvas de Acordo com as Normas Brasileiras

As Tabelas 5.33–5.35 apresentam as perdas técnicas totais no alimentador (em kWh) para o caso de mitigação de sobretensões utilizando apenas o controle *Volt-Watt* tradicional, com curvas definidas de acordo com as normas brasileiras.

- Curva Padrão

Tabela 5.33: Análise das Perdas Técnicas Usando a Curva Padrão. Fonte: Autor.

Penetração	Perdas Técnicas (kWh)
25	1,7471
50	2,4955
75	3,1015
100	3,6347

- Curva Moderada

Tabela 5.34: Análise das Perdas Técnicas Usando a Curva Moderada. Fonte: Autor.

Penetração	Perdas Técnicas (kWh)
25	2,1576
50	3,0598
75	3,7280
100	4,2642

- Curva Relaxada

Tabela 5.35: Análise das Perdas Técnicas Usando a Curva Relaxada. Fonte: Autor.

Penetração	Perdas Técnicas (kWh)
25	2,7340
50	3,8478
75	4,5944
100	5,1156

Os resultados mostram, em primeiro lugar, que as perdas técnicas aumentam com a penetração em todas as curvas, o que é consistente com o crescimento da potência injetada e dos fluxos circulantes no alimentador. Comparando as três curvas entre si, observa-se um padrão claro: a Curva Padrão é a que resulta nas menores perdas em todos os níveis de penetração (por exemplo, 3,6347 kWh em 100%), seguida pela Curva Moderada, enquanto a Curva Relaxada apresenta sempre os maiores valores (5,1156 kWh em 100%). Esse comportamento está alinhado com a filosofia de cada curva: perfis mais rígidos (Curva Padrão) limitam mais cedo e mais intensamente a potência ativa injetada, reduzindo correntes e, portanto, perdas, ao custo de maior corte de geração; já a Curva Relaxada permite maior injeção de potência ativa, o que aumenta tanto a energia gerada quanto as perdas técnicas associadas. Assim, as tabelas evidenciam que, sob o controle Volt-Watt tradicional com curvas brasileiras, existe um compromisso direto entre redução de perdas e aproveitamento de geração, modulável pela escolha do perfil de curva adotado.

### 5.5.2.2 Curvas de Acordo com as Normas IEEE

As Tabelas 5.36-5.38 referentes às curvas IEEE reúnem as perdas técnicas totais no alimentador para o controle Volt-Watt tradicional, considerando novamente três perfis de atuação (Curva Padrão, Moderada e Relaxada) e os mesmos níveis de penetração fotovoltaica (25%, 50%, 75% e 100%). Mantém-se, portanto, a mesma configuração de análise adotada para as curvas brasileiras, permitindo uma comparação direta entre o comportamento das perdas sob diferentes regulamentações de curva Volt-Watt.

- Curva Padrão

Tabela 5.36: Análise das Perdas Técnicas Usando a Curva Padrão. Fonte: Autor.

Penetração	Perdas Técnicas (kWh)
25	3,1968
50	6,6964
75	9,5933
100	12,4466

- Curva Moderada

Tabela 5.37: Análise das Perdas Técnicas Usando a Curva Moderada. Fonte: Autor.

Penetração	Perdas Técnicas (kWh)
25	3,1968
50	8,6927
75	12,7161
100	16,0972

- Curva Relaxada

Tabela 5.38: Análise das Perdas Técnicas Usando a Curva Relaxada. Fonte: Autor.

Penetração	Perdas Técnicas (kWh)
25	3,1968
50	9,4964
75	14,2996
100	18,2421

Observando os valores, nota-se um crescimento acentuado das perdas à medida que a penetração aumenta, em especial para as curvas Moderada e Relaxada. Mesmo a Curva Padrão IEEE já apresenta perdas significativamente superiores às obtidas com as curvas brasileiras para os mesmos níveis de penetração, evidenciando um controle menos restritivo à injeção de potência ativa. As curvas Moderada e, sobretudo, Relaxada intensificam essa tendência, com perdas que praticamente dobram entre 50% e 100% de penetração. Em termos relativos, as três curvas seguem a mesma hierarquia interna observada nas normas brasileiras (Padrão < Moderada < Relaxada), mas agora em patamares absolutos mais elevados, o que indica que, sob as curvas IEEE, o alimentador opera com fluxos mais intensos e, conseqüentemente, com perdas técnicas mais elevadas para uma mesma penetração fotovoltaica.

### 5.5.3 Mitigação com Controle *Volt-Watt* usando a Solução de Barganha de Nash

#### 5.5.3.1 Curvas de Acordo com as Normas Brasileiras

As Tabelas 5.39–5.42 apresentam as perdas técnicas totais no alimentador (em kWh) para os cenários em que o controle é realizado por meio da Solução de Barganha de Nash com curvas *Volt-Watt* de acordo com as normas brasileiras. Avalia-se duas formulações de função objetivo: uma independente das perdas e outra dependente das perdas, nesta última considerando diferentes valores do parâmetro de ponderação  $\alpha$ . Para cada caso, são mostradas as perdas técnicas correspondentes aos níveis de penetração fotovoltaica de 25%, 50%, 75% e 100%, permitindo analisar como a inclusão explícita das perdas no problema de barganha influencia o comportamento das perdas de rede conforme aumenta a penetração dos SFVs.

- Função Objetivo Independente das Perdas

Tabela 5.39: Análise das Perdas Técnicas Com Controle Usando a SBN. Fonte: Autor.

Penetração	Perdas Técnicas (kWh)
25	2,7342
50	3,7404
75	4,4501
100	6,8376

- Função Objetivo Dependente das Perdas com  $\alpha = 0,5$

Tabela 5.40: Análise das Perdas Técnicas Com Controle Usando a SBN com Função Objetivo Dependente das Perdas e  $\alpha = 0,5$ . Fonte: Autor.

Penetração	Tensão Máxima (pu)
25	1,9935
50	3,3249
75	4,2664
100	4,6468

- Função Objetivo Dependente das Perdas com  $\alpha = 0,75$

Tabela 5.41: Análise das Perdas Técnicas Com Controle Usando a SBN com Função Objetivo Dependente das Perdas e  $\alpha = 0,75$ . Fonte: Autor.

Penetração	Perdas Técnicas (kWh)
25	2,3525
50	3,7566
75	4,5259
100	4,9570

- Função Objetivo Dependente das Perdas com  $\alpha = 0,25$

Tabela 5.42: Análise das Perdas Técnicas Com Controle Usando a SBN com Função Objetivo Dependente das Perdas e  $\alpha = 0,25$ . Fonte: Autor.

Penetração	Perdas Técnicas (kWh)
25	1,9935
50	2,5980
75	3,5739
100	4,2999

Os resultados da função objetivo independente das perdas indicam um crescimento monotônico das perdas técnicas com a penetração, de 2,7342 kWh (25%) para 6,8376 kWh (100%), refletindo o aumento dos fluxos de potência na rede sem que o algoritmo otimize diretamente esse aspecto. Quando as perdas passam a figurar na função objetivo, observa-se uma redução sistemática das perdas em relação ao caso independente, especialmente para  $\alpha = 0,25$  que atribui maior peso relativo à minimização de perdas: nesse cenário, as perdas são as menores em todos os níveis de penetração (por exemplo, 4,2999 kWh em 100%, contra 6,8376 kWh no caso independente). Para  $\alpha = 0,5$ , as perdas também são reduzidas em relação ao caso independente, embora em menor grau, mantendo valores intermediários entre  $\alpha = 0,25$  e  $\alpha = 0,75$ . Já para  $\alpha = 0,75$ , que privilegia relativamente mais a energia gerada, as perdas se aproximam das do caso independente, especialmente em penetrações mais altas, indicando um compromisso mais voltado à maximização de geração, com menor ênfase na redução das perdas. Em síntese, as tabelas evidenciam que a sbn com função objetivo dependente das perdas é capaz de modular o nível de perdas técnicas da rede, sendo mais eficaz na sua redução quando se utiliza um  $\alpha$  menor, ao custo

potencial de maior restrição na injeção de potência ativa.

### 5.5.3.2 Curvas de Acordo com o IEEE

As Tabelas 5.43–5.46 apresentam as perdas técnicas totais no alimentador (em kWh) para os cenários em que o controle é realizado por meio da Solução de Barganha de Nash combinada com curvas *Volt–Watt* definidas de acordo com as normas do IEEE. Assim como no caso das curvas brasileiras, são avaliadas duas formulações de função objetivo: uma independente das perdas e outra dependente das perdas, com diferentes valores do parâmetro de ponderação  $\alpha$  ( $\alpha = 0,5; 0,75; 0,25$ ). Para cada função objetivo e valor de  $\alpha$  são reportadas as perdas técnicas correspondentes aos níveis de penetração fotovoltaica de 25%, 50%, 75% e 100%, permitindo analisar como a inclusão explícita das perdas no problema de barganha afeta o comportamento das perdas em um contexto em que as curvas IEEE tendem a ser mais permissivas à injeção de potência ativa.

- Função Objetivo Independente das Perdas

Tabela 5.43: Análise das Perdas Técnicas Com Controle Usando a SBN. Fonte: Autor.

Penetração	Perdas Técnicas (kWh)
25	3,1968
50	9,4966
75	14,3019
100	17,6358

- Função Objetivo Dependente das Perdas com  $\alpha = 0,5$

Tabela 5.44: Análise das Perdas Técnicas Com Controle Usando a SBN com Função Objetivo Dependente das Perdas e  $\alpha = 0,5$ . Fonte: Autor.

Penetração	Perdas Técnicas (kWh)
25	3,1968
50	9,0515
75	10,3489
100	15,3426

- Função Objetivo Dependente das Perdas com  $\alpha = 0,75$

Tabela 5.45: Análise das Perdas Técnicas Com Controle Usando a SBN com Função Objetivo Dependente das Perdas e  $\alpha = 0,75$ . Fonte: Autor.

Penetração	Perdas Técnicas (kWh)
25	3,1968
50	9,0528
75	13,0564
100	17,5683

- Função Objetivo Dependente das Perdas com  $\alpha = 0,25$

Tabela 5.46: Análise das Perdas Técnicas Com Controle Usando a SBN com Função Objetivo Dependente das Perdas e  $\alpha = 0,25$ . Fonte: Autor.

Penetração	Perdas Técnicas (kWh)
25	3,1968
50	9,0515
75	10,3489
100	12,8817

Os resultados da função objetivo independente das perdas indicam perdas técnicas significativamente mais elevadas que no caso das curvas brasileiras, crescendo de 3,1968 kWh (25%) para 17,6358 kWh (100%). Isso reflete o fato de que as curvas IEEE, quando não há penalização direta das perdas, permitem fluxos mais intensos na rede, especialmente em altos níveis de penetração, o que se traduz em maiores perdas. Quando as perdas passam a ser consideradas na função objetivo, observa-se uma redução consistente desses valores, principalmente para  $\alpha = 0,25$  que atribui maior peso à minimização de perdas: nesse caso, as perdas em 100% de penetração caem para 12,8817 kWh, valor bem inferior ao do caso independente e também menor que nos demais  $\alpha$ . Para  $\alpha = 0,5$  as perdas são menores que no caso independente em todos os níveis de penetração (por exemplo, 15,3426 kWh em 100%), e para  $\alpha = 0,75$  surgem valores intermediários, mais próximos do cenário sem penalização, sobretudo em altas penetrações. Em síntese, as tabelas mostram que, mesmo com curvas IEEE mais permissivas, a SBN com função objetivo dependente das perdas é capaz de reduzir de maneira expressiva as perdas técnicas, especialmente quando se utiliza  $\alpha$  mais baixo, evidenciando o papel do parâmetro de ponderação no ajuste do

compromisso entre maximização da energia gerada e minimização dos fluxos dissipativos na rede.

### 5.5.4 Comparação entre Cenários

Nesta seção, avalia-se o impacto relativo das diferentes estratégias de controle sobre a eficiência energética do sistema. Para tal, são apresentadas matrizes de comparação percentual, onde cada célula  $(i, j)$  quantifica a variação das perdas técnicas do Cenário  $i$  (linhas) em relação ao Cenário  $j$  (colunas). Valores positivos (tons de azul) indicam que o Cenário  $i$  apresentou perdas superiores ao Cenário  $j$ , enquanto valores negativos (tons claros) indicam redução de perdas. Essa abordagem permite isolar o desempenho de cada estratégia frente aos pares comparativos, evidenciando a eficácia do controle SBN e das curvas *Volt-Watt*.

- Penetração 25%

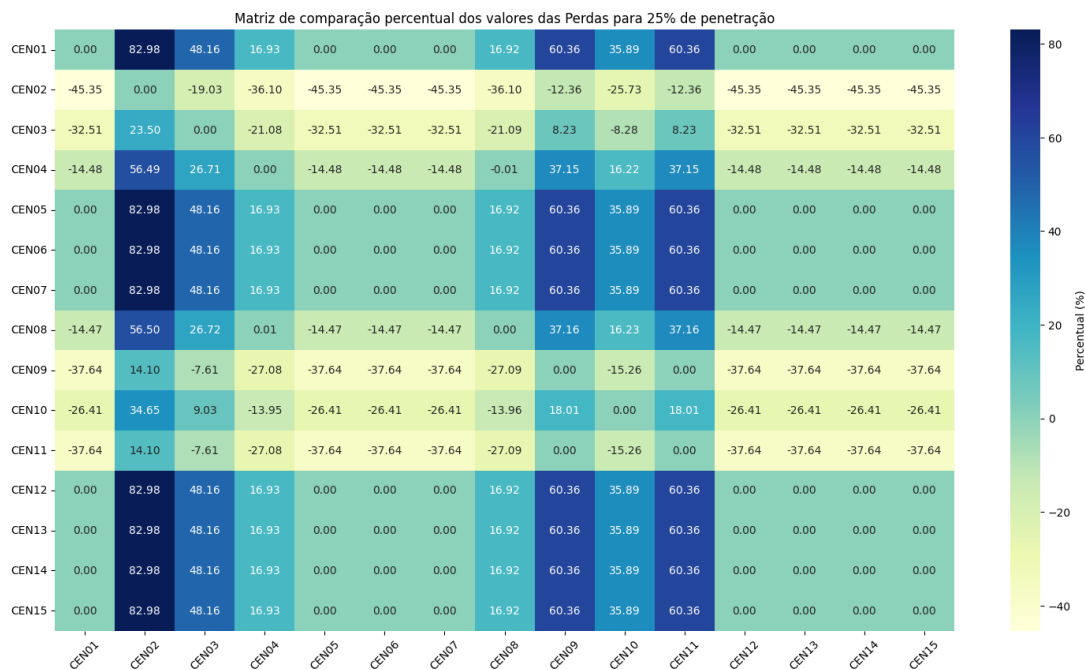


Figura 5.29: Matriz de Comparação das Perdas Entre os Cenários com Penetração igual a 25%. Fonte: Autor.

- Penetração 50%

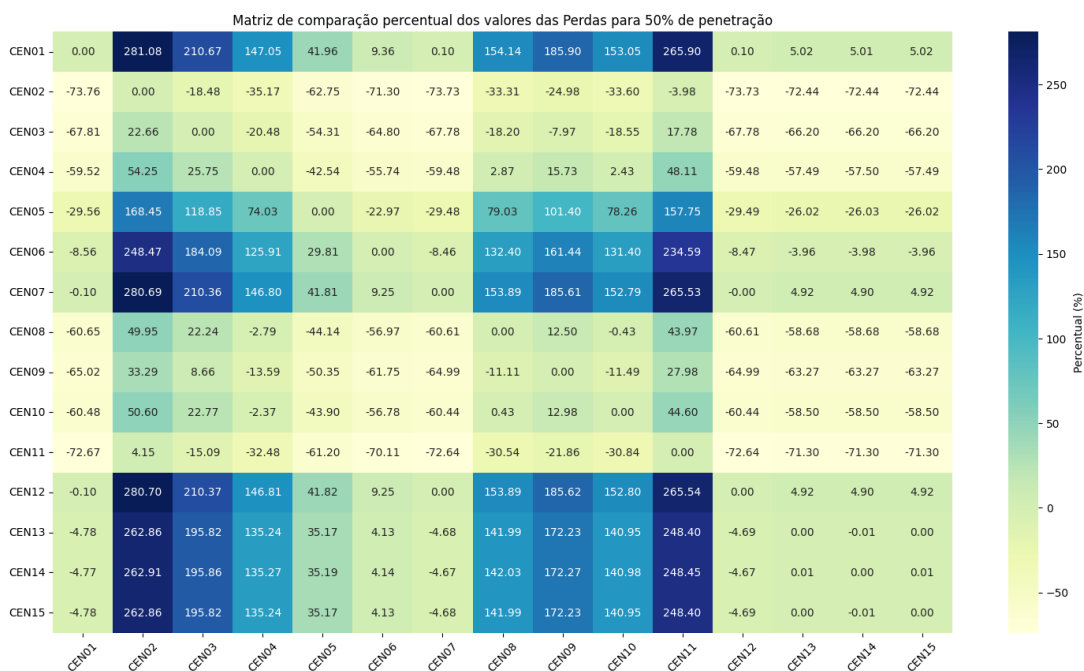


Figura 5.30: Matriz de Comparação de Perdas Entre os Cenários com Penetração igual a 50%. Fonte: Autor.

- Penetração %75



Figura 5.31: Matriz de Comparação de Perdas Entre os Cenários com Penetração igual a 75%. Fonte: Autor.

- Penetração %100

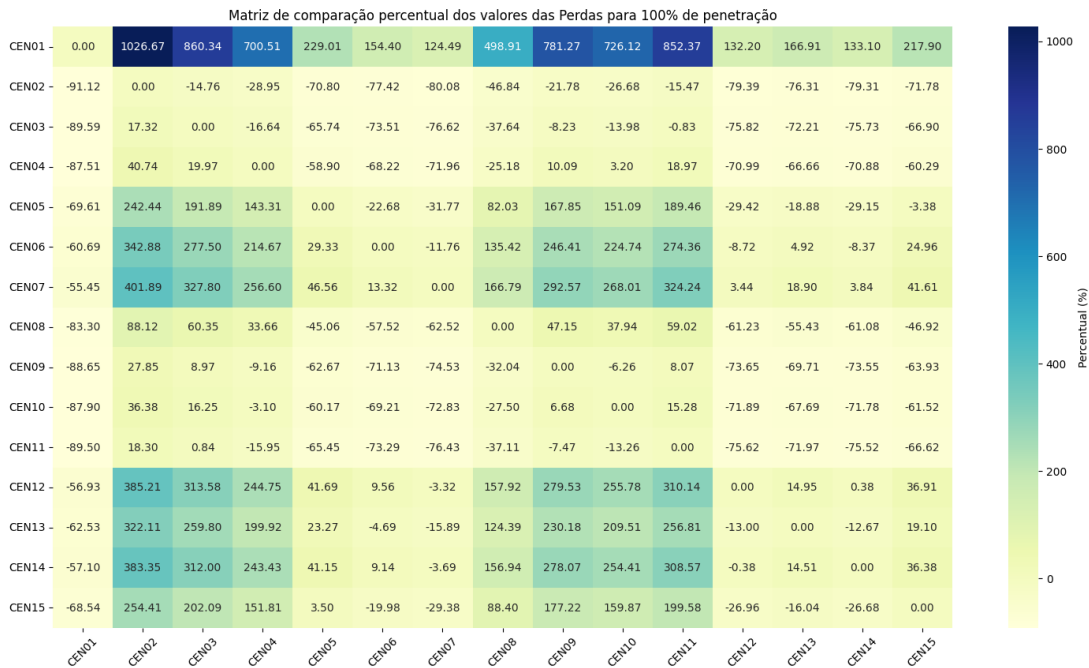


Figura 5.32: Matriz de Comparação de Perdas Entre os Cenários com Penetração igual a 100%. Fonte: Autor.

No cenário de baixa penetração (25%), a matriz revela um sistema operando com margens de estabilidade elevadas. A predominância de valores de baixa magnitude na comparação entre os cenários controlados (CEN02 a CEN15) indica uma uniformidade no desempenho técnico, sugerindo que, neste estágio incipiente, as perdas são similares independentemente da estratégia adotada. Embora o Cenário 01 (sem controle) apresente perdas ligeiramente superiores, chegando a cerca de 83% acima do CEN02 em casos específicos, as diferenças absolutas permanecem marginais, uma vez que a rede ainda não exige atuações corretivas frequentes para a regulação de tensão.

Entretanto, à medida que a penetração avança para os patamares de 50% e 75%, observa-se uma mudança drástica no comportamento do sistema. O impacto da ausência de controle torna-se crítico: aos 75% de penetração, o CEN01 chega a registrar perdas superiores a 500% em comparação aos cenários com controle local (como o CEN02). Esse crescimento exponencial comprova que a não atuação sobre a injeção de potência resulta em um aumento severo das perdas resistivas ( $R \cdot I^2$ ), impulsionadas pelas violações de tensão. Paralelamente, ao comparar os cenários SBN (CEN08-CEN15) com os de controle local (CEN02-07), nota-se que o SBN tende a apresentar perdas percentuais maiores. Este resultado, contudo, deve ser interpretado à luz da eficiência global: o algoritmo SBN, ao otimizar o fluxo, permite uma injeção de energia significativamente maior do que o

corde agressivo imposto pelo controle local, assumindo perdas técnicas moderadamente superiores como um custo necessário para o maior aproveitamento da geração renovável.

No cenário extremo de 100% de penetração, os contrastes atingem magnitudes críticas, validando a superioridade das estratégias de otimização sob condições de estresse. A ineficiência do CEN01 colapsa, apresentando perdas que superam em mais de 1000% aquelas observadas nos cenários controlados, reflexo de uma operação em regime de sobretensão severa. Especificamente no grupo SBN, observa-se que os cenários baseados na norma IEEE (CEN12-15) demonstram maior robustez e menor sensibilidade à variação do parâmetro de peso ( $\alpha$ ) do que aqueles baseados na norma brasileira (CEN08-11). Estes últimos exibem variações percentuais mais acentuadas entre si, indicando que, sob a normativa nacional, o ajuste fino da função objetivo é determinante para o controle efetivo das perdas técnicas. Em suma, as matrizes evidenciam que o método SBN oferece um equilíbrio operacional superior, evitando tanto o desperdício de infraestrutura do controle local quanto a inviabilidade técnica da operação sem controle.

## 5.6 Comparação Final entre Parâmetros Analisados

A presente seção dedica-se à comparação final entre parâmetros analisados, consolidando os resultados obtidos através das simulações de fluxo de potência para diferentes níveis de penetração de geração distribuída. O objetivo central é evidenciar as correlações e interdependências entre as variáveis críticas de desempenho da rede: Perdas Técnicas, Índice de Justiça de Jain, Tensão Máxima e Energia Gerada.

A análise visual é suportada por Matrizes de Dispersão, apresentadas nas Figuras 5.33-5.36, que ilustram o comportamento conjunto dessas variáveis para os níveis de penetração de 25%, 50%, 75% e 100%. Esta abordagem multivariada permite identificar não apenas a magnitude dos impactos individuais, mas também como a variação de um parâmetro está relacionada a dinâmica dos demais, discriminando o desempenho dos quinze cenários operativos analisados neste trabalho.

- Penetração 25%

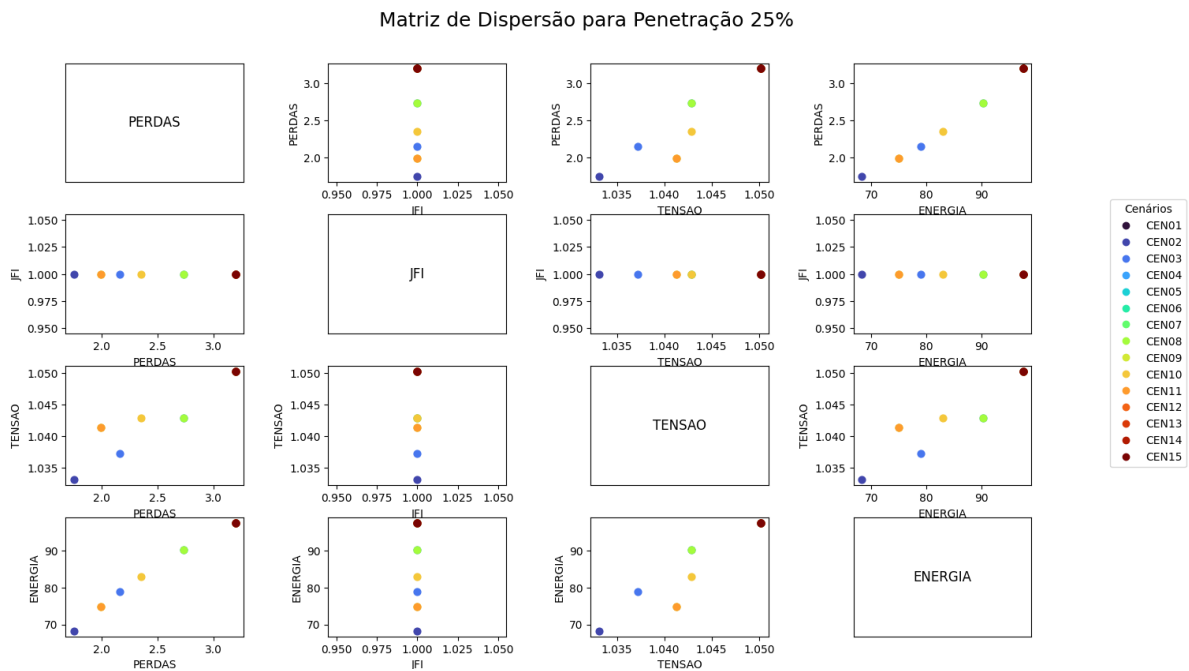


Figura 5.33: Matriz de Comparação Entre os Cenários com Penetração igual a 25%.  
Fonte: Autor.

● Penetração 50%

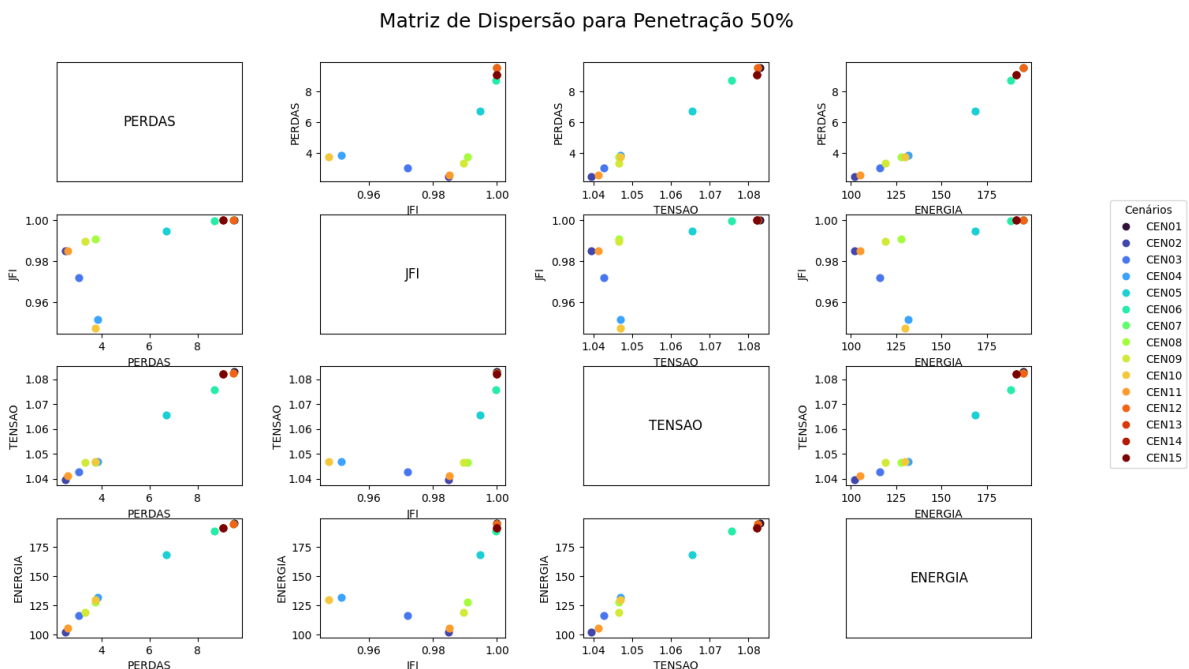


Figura 5.34: Matriz de Comparação Entre os Cenários com Penetração igual a 50%.  
Fonte: Autor.

● Penetração 75%

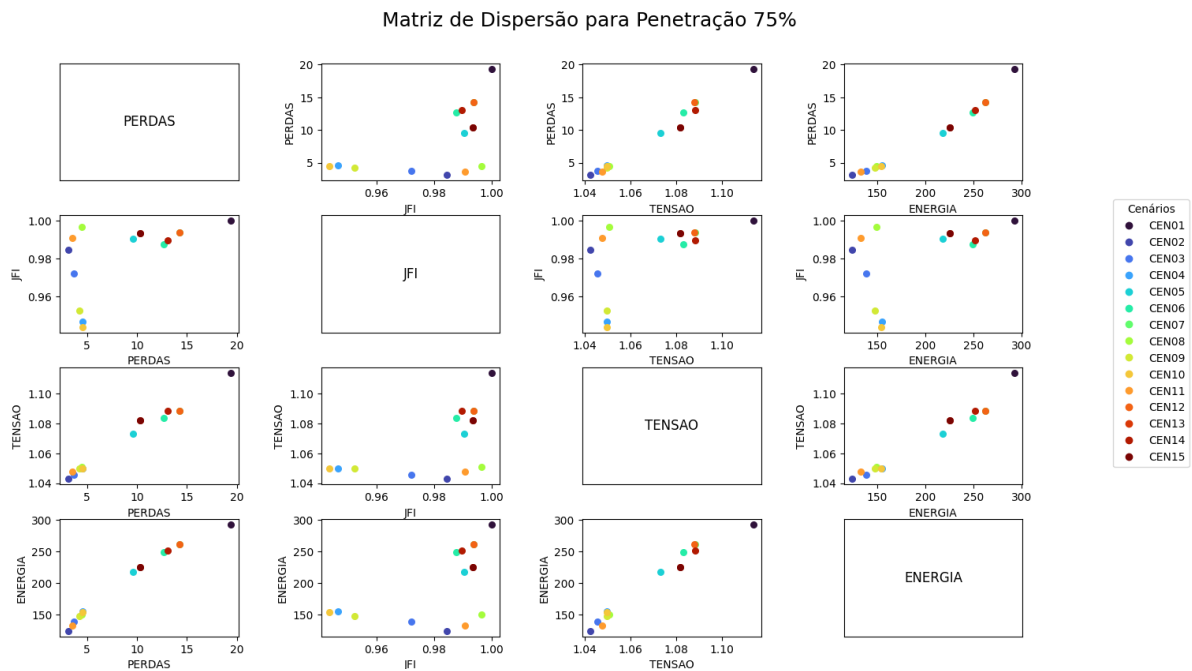


Figura 5.35: Matriz de Comparação Entre os Cenários com Penetração igual a 75%.  
 Fonte: Autor.

- Penetração 100%

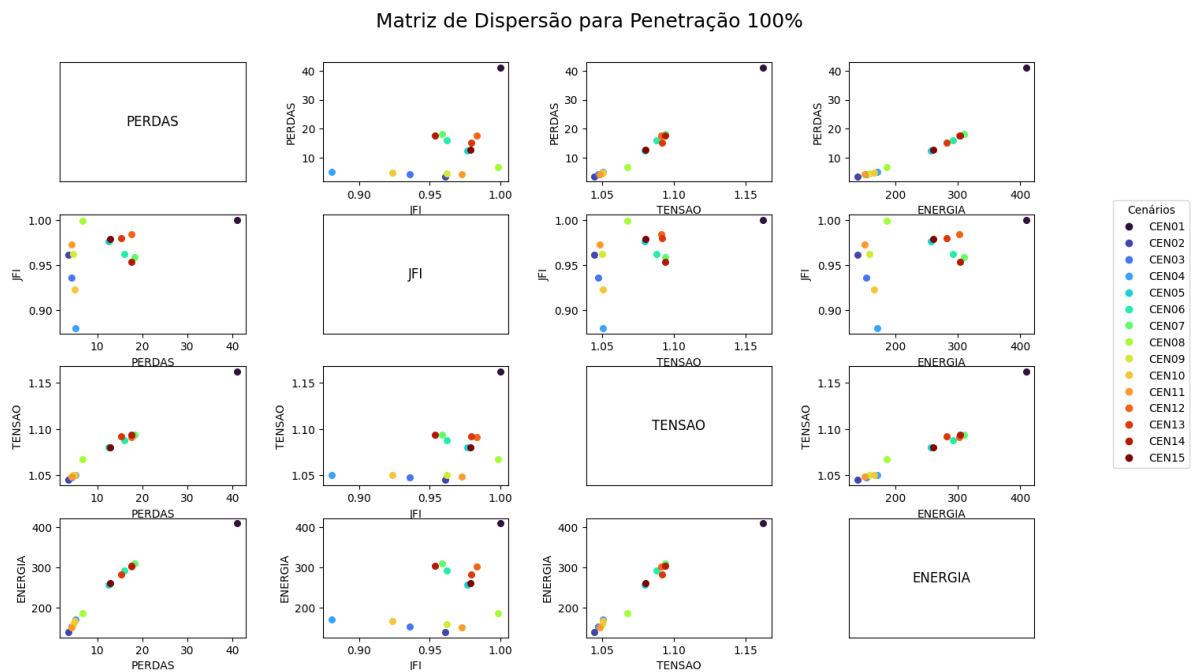


Figura 5.36: Matriz de Comparação Entre os Cenários com Penetração igual a 100%.  
 Fonte: Autor.

### 5.6.1 Penetração de 25%

Na Figura 5.33 referente à penetração de 25%, o sistema opera predominantemente dentro de seus limites técnicos, resultando em baixa atratividade para os sistemas de controle. Dessa forma, o comportamento do CEN01, representado pelo ponto roxo, apresenta resultados muito próximos aos demais cenários. Isso indica que, neste nível de penetração, as violações de tensão são inexistentes ou mínimas, de modo que as curvas *Volt-Watt* (CEN02-07) e as curvas com alteração dinâmica de acordo com a SBN (CEN08-15) praticamente não atuam para cortar a geração. Além disso, a forte correlação linear positiva entre Energia e Perdas demonstra que o aumento das perdas é puramente resistivo ( $R \cdot I^2$ ), proporcional à injeção de potência, sem influência significativa de ações de controle que alterem o fluxo.

### 5.6.2 Penetração de 50% e 75%

Ao examinar as figuras referentes aos níveis de penetração de 50% e 75%, torna-se evidente a distinção entre as diferentes estratégias de controle adotadas, sinalizando o início do processo de saturação da capacidade de hospedagem da rede. Neste contexto, o Cenário 01 (CEN01), que opera sem mecanismos de controle de tensão, começa a se isolar como um outlier na matriz de dispersão. Este cenário apresenta os picos mais elevados de tensão e, conseqüentemente, um aumento substancial nas perdas técnicas, evidenciando a necessidade mandatória da implementação de sistemas de controle para níveis de penetração superiores a 50

Paralelamente, observa-se uma clara diferenciação no desempenho entre as abordagens de Controle Local e a Estratégia Baseada na SBN. Os cenários submetidos ao controle local (CEN02 a CEN07), representados nas figuras pelos tons de azul e verde, tendem a se agrupar em regiões caracterizadas por menores níveis de tensão. No entanto, verifica-se uma variação na energia injetada nestes casos, a qual está diretamente correlacionada à agressividade das curvas normativas aplicadas (Norma Brasileira versus IEEE).

Em contrapartida, os cenários regidos pela estratégia SBN (CEN08 a CEN15), ilustrados em tons quentes, exibem uma dispersão distinta. A análise dos dados revela que a variação do parâmetro  $\alpha$  — que pondera o peso das perdas na função objetivo — altera significativamente o posicionamento dos pontos no gráfico que relaciona Perdas e Energia. Diferentemente do controle local, que atua através de cortes indiscriminados de potência

em resposta a violações locais, os cenários SBN com maior ênfase na minimização de perdas demonstram uma capacidade superior de otimização do fluxo de potência, buscando sustentar a injeção de energia enquanto mitigam as perdas sistêmicas.

No que concerne à avaliação da equidade operacional através do Índice de Justiça de Jain (JFI), os níveis de penetração de 50% e 75% revelam nuances fundamentais sobre como diferentes paradigmas de otimização gerenciam a escassez de capacidade da rede. Enquanto o controle local tende a penalizar os usuários estritamente pela sua posição topológica, a aplicação da Solução de Barganha de Nash (representada pelos cenários CEN08 a CEN15) introduz uma dinâmica distinta de alocação de recursos, onde a justiça deixa de ser um subproduto aleatório da impedância da rede e passa a ser um objetivo matemático intrínseco.

Ao analisarmos a transição de 50% para 75% de penetração, observa-se que os cenários regidos pela SBN demonstram uma robustez superior na manutenção do JFI em comparação às abordagens tradicionais. Isso ocorre porque a formulação da Barganha de Nash, por definição, maximiza o produto das utilidades (neste caso, as injeções de potência) dos agentes. Diferentemente das curvas *Volt-Watt*, que cortam a geração de forma "cega" e individual assim que um limite de tensão é violado, a SBN busca um ponto de operação cooperativo. O algoritmo avalia o impacto sistêmico de cada corte, evitando que consumidores em finais de alimentador sejam sumariamente sacrificados apenas para corrigir violações marginais de tensão.

Contudo, a análise detalhada destes cenários (CEN08 a CEN15) evidencia que a justiça alcançada pela SBN não é uniforme, mas sim sensível à parametrização da função objetivo, especificamente ao peso atribuído às perdas técnicas ( $\alpha$ ). Nota-se que, à medida que se aumenta o rigor na minimização das perdas (maiores valores de  $\alpha$ ), o algoritmo da SBN é forçado a realizar trade-offs mais agressivos. Mesmo sob essa pressão, a dispersão dos dados nas figuras de 50% e 75% indica que a SBN consegue sustentar valores de JFI mais elevados e consistentes do que o controle local. Isso sugere que a abordagem cooperativa é capaz de encontrar soluções onde o corte de geração é distribuído de maneira mais isonômica entre os participantes, garantindo que o ônus da estabilidade da rede não recaia desproporcionalmente sobre um único grupo de usuários, mesmo quando o sistema opera próximo aos seus limites físicos.

### 5.6.3 Penetração de 100%

A análise da matriz de dispersão referente ao nível de penetração de 100% revela o estado operativo mais crítico do sistema, onde a saturação da capacidade de hospedagem da rede evidencia de forma inequívoca as limitações e virtudes das diferentes estratégias de controle adotadas. O Cenário 01 (CEN01), caracterizado pela ausência de controle de tensão, destaca-se como um outlier severo na distribuição dos dados (ponto roxo escuro no extremo superior direito dos gráficos). Embora este cenário apresente a maximização teórica da energia injetada, ele opera em um regime de inviabilidade técnica, atingindo as maiores magnitudes de perdas resistivas e níveis de tensão que, invariavelmente, transgridem os limites regulatórios de segurança operacional. A posição isolada do CEN01 na matriz serve como prova factual da incapacidade da rede em absorver tal montante de geração distribuída sem mecanismos ativos de regulação.

Em contrapartida, observa-se o comportamento conservador dos cenários regidos pelo Controle Local via curvas *Volt-Watt* (CEN02 a CEN07), representados pelos tons frios de azul e verde. A concentração destes pontos nas regiões de menor tensão e energia indica que a aplicação rígida das normativas — sejam as curvas brasileiras (CEN02-04) ou IEEE (CEN05-07) — resulta em um curtailment (corte de geração) agressivo. Embora eficazes na mitigação das violações de tensão, estas estratégias locais demonstram ineficiência energética ao limitarem excessivamente a injeção de potência ativa para garantir a conformidade da tensão, subutilizando a infraestrutura existente. Ademais, a dispersão no eixo do Índice de Justiça de Jain (JFI) para este grupo corrobora a tese de que o controle local penaliza desproporcionalmente os usuários eletricamente distantes, comprometendo a isonomia do acesso à rede.

Especificamente, os cenários com SBN demonstram capacidade de sustentar maiores volumes de injeção de energia (deslocando-se à direita no eixo X em relação ao controle local) mantendo as tensões dentro de faixas aceitáveis. A análise do JFI para o grupo SBN revela ainda que a abordagem cooperativa da Barganha de Nash mitiga as iniquidades observadas no controle local; ao otimizar o fluxo globalmente, o algoritmo distribui os cortes de geração de maneira mais uniforme, elevando os índices de justiça mesmo sob o estresse de 100% de penetração. Conclui-se, portanto, que a estratégia SBN (CEN08-15) oferece o balanço mais robusto entre eficiência energética, segurança técnica e equidade regulatória para cenários de alta penetração de GD.

## 5.7 Considerações Finais

A Solução de Barganha de Nash (SBN) emerge como uma estratégia superior ao controle local tradicional para otimizar sistemas com alta penetração de geração distribuída. Enquanto em baixa penetração (25%) as estratégias apresentam comportamentos similares, em penetrações intermediárias (50-75%) a SBN demonstra maior robustez na manutenção da estabilidade de tensão ao sustentar maiores volumes de injeção de energia. No cenário de máxima penetração (100%), a superioridade da SBN é inequívoca: o algoritmo balanceia eficiência energética, conformidade técnica e equidade operacional através da distribuição isonômica dos cortes de geração, evitando penalizações despropositais a usuários eletricamente distantes. A incorporação do parâmetro  $\alpha$  oferece flexibilidade para ajustar a minimização de perdas técnicas conforme necessário. Portanto, a SBN se posiciona como um paradigma robusto para integração de geração distribuída em redes de baixa tensão, garantindo sustentabilidade técnica em relação ao nível de tensão, viabilidade econômica e justiça entre os agentes do sistema.

# Capítulo 6

## Conclusão

O presente trabalho dedica-se a analisar e comparar o desempenho de diferentes estratégias de controle de tensão em redes de distribuição de baixa tensão submetidas a elevados níveis de penetração de geração fotovoltaica. Através de simulações computacionais no OpenDSS e da aplicação da Teoria dos Jogos, é possível quantificar os impactos técnicos e a equidade operacional de quinze cenários distintos, variando desde a operação livre até mecanismos de controle local e coordenado.

As simulações evidenciam que a operação em regime de livre injeção torna-se tecnicamente inviável para níveis de penetração superiores a 50%. Neste cenário, a rede atinge estados críticos de sobretensão e apresenta um crescimento exponencial das perdas técnicas. Assim, confirma-se a hipótese de que a infraestrutura atual, sem mecanismos de regulação ativa, não suporta a massificação da geração distribuída sem comprometer a segurança operativa.

Em relação às estratégias de mitigação, a análise comparativa revela limitações importantes no controle local tradicional. Embora as curvas *Volt-Watt*, baseadas nas normas brasileira e IEEE, tenham sido eficazes na contenção dos níveis de tensão, elas demonstram ineficiência energética e injustiça distributiva. Ao atuar de forma "cega" e individualizada, o controle local impõe cortes severos de geração e penaliza desproporcionalmente os consumidores situados em posições topológicas desfavoráveis, resultando na degradação do Índice de Justiça de Jain em cenários de alta penetração.

Por outro lado, a aplicação da Solução de Barganha de Nash no algoritmo de controle emerge como a abordagem mais robusta e equilibrada. Os resultados demonstram que a estratégia SBN é capaz de estabelecer um ponto de operação ótimo na fronteira de Pareto,

mantendo as tensões dentro dos limites normativos, dependendo da regulação escolhida. Além disso, a abordagem cooperativa da SBN mitiga as iniquidades de acesso à rede, sustentando índices de justiça mais elevados mesmo sob estresse de 100% de penetração. Observa-se ainda que a parametrização do peso das perdas ( $\alpha$ ) na função objetivo oferece ao operador da rede uma ferramenta flexível para ajustar o *trade-off* entre eficiência sistêmica e maximização da geração renovável.

Assim, a transição para um modelo de *Smart Grid* com alta densidade de prosumidores exige a evolução dos paradigmas de controle. As estratégias baseadas em otimização cooperativa, como a SBN, provam ser superiores às abordagens reativas convencionais, oferecendo uma solução técnica que concilia a segurança da rede, a eficiência energética e a isonomia entre os usuários.

## 6.1 Trabalhos Futuros

De acordo com as análises e experimentos realizados identifica-se os seguintes potenciais para realização de trabalhos futuros:

- Inserir a aplicação da teoria do jogos no controle VV.
- Comparar a eficiência do controle VV e VW com teoria dos jogos.
- Avaliar a inserção dos controles considerando o V2G.

# Referências Bibliográficas

- SolarPowerEurope, “Global market outlook for solar power 2025-2029,” SolarPowerEurope, Brussels, Belgium, Industry Report, May 2025, includes contributions from internal authors, external co-authors and external contributors from multiple international solar energy associations. [Online]. Available: <https://www.solarpowereurope.org>
- L. C. R. Junior, “Inversores inteligentes em sistemas fotovoltaicos para controle integrado de funções utilizando o opendss,” Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, MG, Aug. 2018, programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência. Orientador: Prof. Ph.D. Benedito Donizeti Bonatto. Co-orientador: Prof. Ph.D. Paulo Fernando Ribeiro.
- H. H. S. Santos, E. S. S. Mejia, J. R. Pinheiro, and C. M. Affonso, “Composição e avaliação de estratégias de controle de subtensão em redes de distribuição causada pela recarga de veículos elétricos,” in *Anais do Congresso Brasileiro de Automática (CBA)*. Belém, Brasil: Universidade Federal do Pará, 2023.
- C. H. S. Rocha, “Análise e mitigação de impactos da conexão de geração distribuída, microgeração distribuída e armazenadores em alimentadores de distribuição utilizando o software opendss,” 2016, trabalho de Formatura apresentado à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Bacharel em Engenharia. Área de concentração: Energia e Automação Elétricas. Orientador: Nelson Kagan.
- M. Karimi, H. Mokhlis, K. Naidu, S. Uddin, and A. H. A. Bakar, “Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network: A review,” *Energy Conversion and Management*, pp. 594–605, 2015, departments and affiliations as listed in the publication.
- A. Janssen, V. C. Cunha, F. C. L. Trindade, W. Freitas, H. O. Vilibor, and V. B. Riboldi,

- “Performance of volt-var and volt-watt controls in planning and operation of low voltage distribution systems with massive pv penetration,” *Sociedade Brasileira de Automática*, 2024.
- T. Chen, E. Xu, H. Wang, N. Jiang, and Q. Wu, “Application of game theory in distribution networks,” *State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd. Zhuji Power Supply Company, China; TED Power Research (Beijing) Technology Co., Ltd. Hangzhou Branch, China; TED Power Research (Beijing) Technology Co., Ltd, Beijing, China*, 2020, available upon request or from institutional repositories.
- S. Sekizaki, I. Nishizaki, and T. Hayashida, “Cooperative voltage management by demand resources and fair payoff allocation for distribution systems,” *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, vol. 145, p. 108696, 2023. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061522006925>
- D. Gebbran, S. Mhanna, Y. Ma, A. C. Chapman, and G. Verbič, “Fair coordination of distributed energy resources with volt-var control and pv curtailment,” *Applied Energy*, vol. 286, p. 116546, 2021. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261921000933>
- S. Malik, M. Duffy, S. Thakur, B. Hayes, and J. G. Breslin, “Cooperative game theory based peer to peer energy trading algorithm,” in *Proceedings of the Conference on Peer-to-Peer Energy Trading and Local Energy Communities*, Galway, Ireland, XXXX, national University of Ireland, Galway, and University College Cork.
- ABSOLAR. (2025) Energia solar em 2025: crescimento, novas oportunidades e avanços tecnológicos. Acesso em: 24 de maio de 2025. [Online]. Available: <https://www.absolar.org.br>
- P. Radatz, “Impacto de funções inteligentes de inversores de sistemas fotovoltaicos na operação de redes de distribuição de energia elétrica,” Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo, Escola Politécnica, São Paulo, 2020, orientador: Prof. Dr. Nelson Kagan. Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência.
- T. M. Wanzeler, “Avaliação do desempenho das funções de controle volt-watt e volt-var em inversores fotovoltaicos integrados nas redes de distribuição,” Dissertação de Mestrado,

- Universidade Federal do Pará (UFPA), Instituto de Tecnologia (ITEC), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE), Campus Universitário do Guamá, Belém, Pará, Brasil, 2018, dM: 15/2018.
- P. R. G. de Lima, “Estudo dos impactos técnicos da inserção de carregadores de veículos elétricos em alimentadores de distribuição,” Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2024, orientador: Prof. Dr. Sidelmo Magalhães Silva. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.
- L. E. S. Silva and J. P. A. Vieira, “Combined pv-pev hosting capacity analysis in low-voltage distribution networks,” *Electric Power Systems Research*, vol. 206, p. 107829, 2022. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779622000591>
- T. M. Wanzeler, B. G. d. Oliveira, J. P. d. A. Vieira, P. R. R. d. Freitas, P. C. Lopes, and J. V. F. Calvinho, “Efeitos das funções de controle volt-watt e volt-var na regulação de tensão em redes de distribuição com presença de sistemas fotovoltaicos,” *Brazilian Journal of Development*, vol. 8, no. 9, 2022, recebido em 15/08/2022; Aceito em 12/09/2022. [Online]. Available: <https://brazilianjournals.com/index.php/BRJD/article/view/48934>
- L. Miller, L. Cibulka, M. Brown *et al.*, “Electric distribution system simulation and analysis tools: Status and research gaps for integration of renewables and electric vehicles,” UC Berkeley, Tech. Rep., 2013, accessed: 2025-06-07. [Online]. Available: <https://escholarship.org/uc/item/3q9849pc>
- P. R. R. de Freitas, “Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software openss,” 2015, trabalho de Formatura apresentado à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Bacharel em Engenharia.
- B. Peleg and P. Sudhölter, *Introduction to the Theory of Cooperative Games*, 2nd ed., ser. Theory and Decision Library C. Springer Berlin, Heidelberg, 2007, vol. 34, springer-Verlag Berlin Heidelberg 2007. eBook ISBN: 978-3-540-72945-7. Series ISSN: 0924-6126. Series E-ISSN: 2194-3044. Pages: XX, 328. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1007/978-3-540-72945-7>

M. J. Osborne and A. Rubinstein, *Bargaining and Markets*. San Diego, New York, Boston, London, Sydney, Tokyo, Toronto: Academic Press, Inc., 1990. [Online]. Available: <http://www.economics.utoronto.ca/osborne>,<http://arielrubinstein.tau.ac.il>

IEEE, *IEEE Std 1547-2018: IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Std., 2018.

# Apêndice A

## Código Utilizando para Implementação da SBN

```
1 import os
2 import py_dss_interface
3 import csv
4 import pandas as pd
5 import matplotlib.pyplot as plt
6 from os.path import abspath, dirname
7 import shutil
8 import itertools
9 import math
10
11 # OpenDSS objeto
12 try:
13     dss = py_dss_interface.DSS()
14 except:
15     print("Houve algum problema na inicialização do OpenDSS")
16
17 #----- Funções -----
18
19 # Função para configurar o modo de solução
20 def solve_settings():
21     dss.text("set maxcontroliter=200")
```

```
22     dss.text("set maxiterations=100")
23     dss.text("set mode=daily")
24     dss.text("set controlmode=time")
25     dss.text("set stepsize=0.05h")
26     dss.text("set number=480")
27
28
29     #----- Parte principal -----
30     # Endereço do arquivo master
31     dss_file = r"C:\Users\ngabr\Documents\My_TCC\Rede1\arquivos_dss\untrd_205726937_test_SA.d
32     pwd = dirname(abspath(__file__))
33     caminho_loadshape_pv = r'C:\Users\ngabr\Documents\My_TCC\pv_perfis\pv_ensolafinal3.txt'
34
35     resultados = []
36     penetracoes = [0,25,50,75,100]
37
38     for p in penetracoes:
39         # Loop para cada penetração
40         print(f"\n--- Penetração: {p}% ---")
41         dss.dssinterface.clear_all()
42
43         dss.text("compile [{}].format(dss_file))
44
45         dss.transformers.first()
46         dss.text(f"New energymeter.Trafo_Sub element=Transformer.{dss.transformers.name} term
47
48         coleta_das_pot = []
49         coleta_das_tensoes = []
50         coleta_perdas = []
51         coleta_JFI = []
52         if p == 0:
53             lista_cargas = []
54             dss.loads.first()
55             for _ in range(dss.loads.count):
```

```

56         load_name = dss.loads.name # ex: "Load_1234"
57         bus_phase = dss.cktelement.bus_names[0] # ex: "PG_210242668.1.2"
58         barra = bus_phase.split('.')[0]
59
60         # ignora cargas pip
61         if not load_name.split('_')[1] == 'pip':
62             lista_cargas.append((load_name, barra, bus_phase))
63
64         dss.loads.next()
65
66     # Cria o LoadShape do PV
67     dss.text(f"New Loadshape.PVshape npts=1440 minterval=1 csvfile={caminho_loadshape_pv}")
68
69     #Curvas do PV
70     dss.text('New XYCurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6]')
71     dss.text('New XYCurve.MyEff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray=[.86 .9 .93 .95]')
72     dss.text('New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1 temp=[24.5, 24.4, 24.3, 24.2, 24.2, 24.1, 24.0, 23.9, 23.8, 23.7, 23.6, 23.5, 23.4, 23.3, 23.2, 23.1, 23.0, 22.9, 22.8, 22.7, 22.6, 22.5, 22.4, 22.3, 22.2, 22.1, 22.0, 21.9, 21.8, 21.7, 21.6, 21.5, 21.4, 21.3, 21.2, 21.1, 21.0, 20.9, 20.8, 20.7, 20.6, 20.5, 20.4, 20.3, 20.2, 20.1, 20.0, 19.9, 19.8, 19.7, 19.6, 19.5, 19.4, 19.3, 19.2, 19.1, 19.0, 18.9, 18.8, 18.7, 18.6, 18.5, 18.4, 18.3, 18.2, 18.1, 18.0, 17.9, 17.8, 17.7, 17.6, 17.5, 17.4, 17.3, 17.2, 17.1, 17.0, 16.9, 16.8, 16.7, 16.6, 16.5, 16.4, 16.3, 16.2, 16.1, 16.0, 15.9, 15.8, 15.7, 15.6, 15.5, 15.4, 15.3, 15.2, 15.1, 15.0, 14.9, 14.8, 14.7, 14.6, 14.5, 14.4, 14.3, 14.2, 14.1, 14.0, 13.9, 13.8, 13.7, 13.6, 13.5, 13.4, 13.3, 13.2, 13.1, 13.0, 12.9, 12.8, 12.7, 12.6, 12.5, 12.4, 12.3, 12.2, 12.1, 12.0, 11.9, 11.8, 11.7, 11.6, 11.5, 11.4, 11.3, 11.2, 11.1, 11.0, 10.9, 10.8, 10.7, 10.6, 10.5, 10.4, 10.3, 10.2, 10.1, 10.0, 9.9, 9.8, 9.7, 9.6, 9.5, 9.4, 9.3, 9.2, 9.1, 9.0, 8.9, 8.8, 8.7, 8.6, 8.5, 8.4, 8.3, 8.2, 8.1, 8.0, 7.9, 7.8, 7.7, 7.6, 7.5, 7.4, 7.3, 7.2, 7.1, 7.0, 6.9, 6.8, 6.7, 6.6, 6.5, 6.4, 6.3, 6.2, 6.1, 6.0, 5.9, 5.8, 5.7, 5.6, 5.5, 5.4, 5.3, 5.2, 5.1, 5.0, 4.9, 4.8, 4.7, 4.6, 4.5, 4.4, 4.3, 4.2, 4.1, 4.0, 3.9, 3.8, 3.7, 3.6, 3.5, 3.4, 3.3, 3.2, 3.1, 3.0, 2.9, 2.8, 2.7, 2.6, 2.5, 2.4, 2.3, 2.2, 2.1, 2.0, 1.9, 1.8, 1.7, 1.6, 1.5, 1.4, 1.3, 1.2, 1.1, 1.0, 0.9, 0.8, 0.7, 0.6, 0.5, 0.4, 0.3, 0.2, 0.1, 0.0, -0.1, -0.2, -0.3, -0.4, -0.5, -0.6, -0.7, -0.8, -0.9, -1.0, -1.1, -1.2, -1.3, -1.4, -1.5, -1.6, -1.7, -1.8, -1.9, -2.0, -2.1, -2.2, -2.3, -2.4, -2.5, -2.6, -2.7, -2.8, -2.9, -3.0, -3.1, -3.2, -3.3, -3.4, -3.5, -3.6, -3.7, -3.8, -3.9, -4.0, -4.1, -4.2, -4.3, -4.4, -4.5, -4.6, -4.7, -4.8, -4.9, -5.0, -5.1, -5.2, -5.3, -5.4, -5.5, -5.6, -5.7, -5.8, -5.9, -6.0, -6.1, -6.2, -6.3, -6.4, -6.5, -6.6, -6.7, -6.8, -6.9, -7.0, -7.1, -7.2, -7.3, -7.4, -7.5, -7.6, -7.7, -7.8, -7.9, -8.0, -8.1, -8.2, -8.3, -8.4, -8.5, -8.6, -8.7, -8.8, -8.9, -9.0, -9.1, -9.2, -9.3, -9.4, -9.5, -9.6, -9.7, -9.8, -9.9, -10.0, -10.1, -10.2, -10.3, -10.4, -10.5, -10.6, -10.7, -10.8, -10.9, -11.0, -11.1, -11.2, -11.3, -11.4, -11.5, -11.6, -11.7, -11.8, -11.9, -12.0, -12.1, -12.2, -12.3, -12.4, -12.5, -12.6, -12.7, -12.8, -12.9, -13.0, -13.1, -13.2, -13.3, -13.4, -13.5, -13.6, -13.7, -13.8, -13.9, -14.0, -14.1, -14.2, -14.3, -14.4, -14.5, -14.6, -14.7, -14.8, -14.9, -15.0, -15.1, -15.2, -15.3, -15.4, -15.5, -15.6, -15.7, -15.8, -15.9, -16.0, -16.1, -16.2, -16.3, -16.4, -16.5, -16.6, -16.7, -16.8, -16.9, -17.0, -17.1, -17.2, -17.3, -17.4, -17.5, -17.6, -17.7, -17.8, -17.9, -18.0, -18.1, -18.2, -18.3, -18.4, -18.5, -18.6, -18.7, -18.8, -18.9, -19.0, -19.1, -19.2, -19.3, -19.4, -19.5, -19.6, -19.7, -19.8, -19.9, -20.0, -20.1, -20.2, -20.3, -20.4, -20.5, -20.6, -20.7, -20.8, -20.9, -21.0, -21.1, -21.2, -21.3, -21.4, -21.5, -21.6, -21.7, -21.8, -21.9, -22.0, -22.1, -22.2, -22.3, -22.4, -22.5, -22.6, -22.7, -22.8, -22.9, -23.0, -23.1, -23.2, -23.3, -23.4, -23.5, -23.6, -23.7, -23.8, -23.9, -24.0, -24.1, -24.2, -24.3, -24.4, -24.5, -24.6, -24.7, -24.8, -24.9, -25.0, -25.1, -25.2, -25.3, -25.4, -25.5, -25.6, -25.7, -25.8, -25.9, -26.0, -26.1, -26.2, -26.3, -26.4, -26.5, -26.6, -26.7, -26.8, -26.9, -27.0, -27.1, -27.2, -27.3, -27.4, -27.5, -27.6, -27.7, -27.8, -27.9, -28.0, -28.1, -28.2, -28.3, -28.4, -28.5, -28.6, -28.7, -28.8, -28.9, -29.0, -29.1, -29.2, -29.3, -29.4, -29.5, -29.6, -29.7, -29.8, -29.9, -30.0, -30.1, -30.2, -30.3, -30.4, -30.5, -30.6, -30.7, -30.8, -30.9, -31.0, -31.1, -31.2, -31.3, -31.4, -31.5, -31.6, -31.7, -31.8, -31.9, -32.0, -32.1, -32.2, -32.3, -32.4, -32.5, -32.6, -32.7, -32.8, -32.9, -33.0, -33.1, -33.2, -33.3, -33.4, -33.5, -33.6, -33.7, -33.8, -33.9, -34.0, -34.1, -34.2, -34.3, -34.4, -34.5, -34.6, -34.7, -34.8, -34.9, -35.0, -35.1, -35.2, -35.3, -35.4, -35.5, -35.6, -35.7, -35.8, -35.9, -36.0, -36.1, -36.2, -36.3, -36.4, -36.5, -36.6, -36.7, -36.8, -36.9, -37.0, -37.1, -37.2, -37.3, -37.4, -37.5, -37.6, -37.7, -37.8, -37.9, -38.0, -38.1, -38.2, -38.3, -38.4, -38.5, -38.6, -38.7, -38.8, -38.9, -39.0, -39.1, -39.2, -39.3, -39.4, -39.5, -39.6, -39.7, -39.8, -39.9, -40.0, -40.1, -40.2, -40.3, -40.4, -40.5, -40.6, -40.7, -40.8, -40.9, -41.0, -41.1, -41.2, -41.3, -41.4, -41.5, -41.6, -41.7, -41.8, -41.9, -42.0, -42.1, -42.2, -42.3, -42.4, -42.5, -42.6, -42.7, -42.8, -42.9, -43.0, -43.1, -43.2, -43.3, -43.4, -43.5, -43.6, -43.7, -43.8, -43.9, -44.0, -44.1, -44.2, -44.3, -44.4, -44.5, -44.6, -44.7, -44.8, -44.9, -45.0, -45.1, -45.2, -45.3, -45.4, -45.5, -45.6, -45.7, -45.8, -45.9, -46.0, -46.1, -46.2, -46.3, -46.4, -46.5, -46.6, -46.7, -46.8, -46.9, -47.0, -47.1, -47.2, -47.3, -47.4, -47.5, -47.6, -47.7, -47.8, -47.9, -48.0, -48.1, -48.2, -48.3, -48.4, -48.5, -48.6, -48.7, -48.8, -48.9, -49.0, -49.1, -49.2, -49.3, -49.4, -49.5, -49.6, -49.7, -49.8, -49.9, -50.0, -50.1, -50.2, -50.3, -50.4, -50.5, -50.6, -50.7, -50.8, -50.9, -51.0, -51.1, -51.2, -51.3, -51.4, -51.5, -51.6, -51.7, -51.8, -51.9, -52.0, -52.1, -52.2, -52.3, -52.4, -52.5, -52.6, -52.7, -52.8, -52.9, -53.0, -53.1, -53.2, -53.3, -53.4, -53.5, -53.6, -53.7, -53.8, -53.9, -54.0, -54.1, -54.2, -54.3, -54.4, -54.5, -54.6, -54.7, -54.8, -54.9, -55.0, -55.1, -55.2, -55.3, -55.4, -55.5, -55.6, -55.7, -55.8, -55.9, -56.0, -56.1, -56.2, -56.3, -56.4, -56.5, -56.6, -56.7, -56.8, -56.9, -57.0, -57.1, -57.2, -57.3, -57.4, -57.5, -57.6, -57.7, -57.8, -57.9, -58.0, -58.1, -58.2, -58.3, -58.4, -58.5, -58.6, -58.7, -58.8, -58.9, -59.0, -59.1, -59.2, -59.3, -59.4, -59.5, -59.6, -59.7, -59.8, -59.9, -60.0, -60.1, -60.2, -60.3, -60.4, -60.5, -60.6, -60.7, -60.8, -60.9, -61.0, -61.1, -61.2, -61.3, -61.4, -61.5, -61.6, -61.7, -61.8, -61.9, -62.0, -62.1, -62.2, -62.3, -62.4, -62.5, -62.6, -62.7, -62.8, -62.9, -63.0, -63.1, -63.2, -63.3, -63.4, -63.5, -63.6, -63.7, -63.8, -63.9, -64.0, -64.1, -64.2, -64.3, -64.4, -64.5, -64.6, -64.7, -64.8, -64.9, -65.0, -65.1, -65.2, -65.3, -65.4, -65.5, -65.6, -65.7, -65.8, -65.9, -66.0, -66.1, -66.2, -66.3, -66.4, -66.5, -66.6, -66.7, -66.8, -66.9, -67.0, -67.1, -67.2, -67.3, -67.4, -67.5, -67.6, -67.7, -67.8, -67.9, -68.0, -68.1, -68.2, -68.3, -68.4, -68.5, -68.6, -68.7, -68.8, -68.9, -69.0, -69.1, -69.2, -69.3, -69.4, -69.5, -69.6, -69.7, -69.8, -69.9, -70.0, -70.1, -70.2, -70.3, -70.4, -70.5, -70.6, -70.7, -70.8, -70.9, -71.0, -71.1, -71.2, -71.3, -71.4, -71.5, -71.6, -71.7, -71.8, -71.9, -72.0, -72.1, -72.2, -72.3, -72.4, -72.5, -72.6, -72.7, -72.8, -72.9, -73.0, -73.1, -73.2, -73.3, -73.4, -73.5, -73.6, -73.7, -73.8, -73.9, -74.0, -74.1, -74.2, -74.3, -74.4, -74.5, -74.6, -74.7, -74.8, -74.9, -75.0, -75.1, -75.2, -75.3, -75.4, -75.5, -75.6, -75.7, -75.8, -75.9, -76.0, -76.1, -76.2, -76.3, -76.4, -76.5, -76.6, -76.7, -76.8, -76.9, -77.0, -77.1, -77.2, -77.3, -77.4, -77.5, -77.6, -77.7, -77.8, -77.9, -78.0, -78.1, -78.2, -78.3, -78.4, -78.5, -78.6, -78.7, -78.8, -78.9, -79.0, -79.1, -79.2, -79.3, -79.4, -79.5, -79.6, -79.7, -79.8, -79.9, -80.0, -80.1, -80.2, -80.3, -80.4, -80.5, -80.6, -80.7, -80.8, -80.9, -81.0, -81.1, -81.2, -81.3, -81.4, -81.5, -81.6, -81.7, -81.8, -81.9, -82.0, -82.1, -82.2, -82.3, -82.4, -82.5, -82.6, -82.7, -82.8, -82.9, -83.0, -83.1, -83.2, -83.3, -83.4, -83.5, -83.6, -83.7, -83.8, -83.9, -84.0, -84.1, -84.2, -84.3, -84.4, -84.5, -84.6, -84.7, -84.8, -84.9, -85.0, -85.1, -85.2, -85.3, -85.4, -85.5, -85.6, -85.7, -85.8, -85.9, -86.0, -86.1, -86.2, -86.3, -86.4, -86.5, -86.6, -86.7, -86.8, -86.9, -87.0, -87.1, -87.2, -87.3, -87.4, -87.5, -87.6, -87.7, -87.8, -87.9, -88.0, -88.1, -88.2, -88.3, -88.4, -88.5, -88.6, -88.7, -88.8, -88.9, -89.0, -89.1, -89.2, -89.3, -89.4, -89.5, -89.6, -89.7, -89.8, -89.9, -90.0, -90.1, -90.2, -90.3, -90.4, -90.5, -90.6, -90.7, -90.8, -90.9, -91.0, -91.1, -91.2, -91.3, -91.4, -91.5, -91.6, -91.7, -91.8, -91.9, -92.0, -92.1, -92.2, -92.3, -92.4, -92.5, -92.6, -92.7, -92.8, -92.9, -93.0, -93.1, -93.2, -93.3, -93.4, -93.5, -93.6, -93.7, -93.8, -93.9, -94.0, -94.1, -94.2, -94.3, -94.4, -94.5, -94.6, -94.7, -94.8, -94.9, -95.0, -95.1, -95.2, -95.3, -95.4, -95.5, -95.6, -95.7, -95.8, -95.9, -96.0, -96.1, -96.2, -96.3, -96.4, -96.5, -96.6, -96.7, -96.8, -96.9, -97.0, -97.1, -97.2, -97.3, -97.4, -97.5, -97.6, -97.7, -97.8, -97.9, -98.0, -98.1, -98.2, -98.3, -98.4, -98.5, -98.6, -98.7, -98.8, -98.9, -99.0, -99.1, -99.2, -99.3, -99.4, -99.5, -99.6, -99.7, -99.8, -99.9, -100.0, -100.1, -100.2, -100.3, -100.4, -100.5, -100.6, -100.7, -100.8, -100.9, -101.0, -101.1, -101.2, -101.3, -101.4, -101.5, -101.6, -101.7, -101.8, -101.9, -102.0, -102.1, -102.2, -102.3, -102.4, -102.5, -102.6, -102.7, -102.8, -102.9, -103.0, -103.1, -103.2, -103.3, -103.4, -103.5, -103.6, -103.7, -103.8, -103.9, -104.0, -104.1, -104.2, -104.3, -104.4, -104.5, -104.6, -104.7, -104.8, -104.9, -105.0, -105.1, -105.2, -105.3, -105.4, -105.5, -105.6, -105.7, -105.8, -105.9, -106.0, -106.1, -106.2, -106.3, -106.4, -106.5, -106.6, -106.7, -106.8, -106.9, -107.0, -107.1, -107.2, -107.3, -107.4, -107.5, -107.6, -107.7, -107.8, -107.9, -108.0, -108.1, -108.2, -108.3, -108.4, -108.5, -108.6, -108.7, -108.8, -108.9, -109.0, -109.1, -109.2, -109.3, -109.4, -109.5, -109.6, -109.7, -109.8, -109.9, -110.0, -110.1, -110.2, -110.3, -110.4, -110.5, -110.6, -110.7, -110.8, -110.9, -111.0, -111.1, -111.2, -111.3, -111.4, -111.5, -111.6, -111.7, -111.8, -111.9, -112.0, -112.1, -112.2, -112.3, -112.4, -112.5, -112.6, -112.7, -112.8, -112.9, -113.0, -113.1, -113.2, -113.3, -113.4, -113.5, -113.6, -113.7, -113.8, -113.9, -114.0, -114.1, -114.2, -114.3, -114.4, -114.5, -114.6, -114.7, -114.8, -114.9, -115.0, -115.1, -115.2, -115.3, -115.4, -115.5, -115.6, -115.7, -115.8, -115.9, -116.0, -116.1, -116.2, -116.3, -116.4, -116.5, -116.6, -116.7, -116.8, -116.9, -117.0, -117.1, -117.2, -117.3, -117.4, -117.5, -117.6, -117.7, -117.8, -117.9, -118.0, -118.1, -118.2, -118.3, -118.4, -118.5, -118.6, -118.7, -118.8, -118.9, -119.0, -119.1, -119.2, -119.3, -119.4, -119.5, -119.6, -119.7, -119.8, -119.9, -120.0, -120.1, -120.2, -120.3, -120.4, -120.5, -120.6, -120.7, -120.8, -120.9, -121.0, -121.1, -121.2, -121.3, -121.4, -121.5, -121.6, -121.7, -121.8, -121.9, -122.0, -122.1, -122.2, -122.3, -122.4, -122.5, -122.6, -122.7, -122.8, -122.9, -123.0, -123.1, -123.2, -123.3, -123.4, -123.5, -123.6, -123.7, -123.8, -123.9, -124.0, -124.1, -124.2, -124.3, -124.4, -124.5, -124.6, -124.7, -124.8, -124.9, -125.0, -125.1, -125.2, -125.3, -125.4, -125.5, -125.6, -125.7, -125.8, -125.9, -126.0, -126.1, -126.2, -126.3, -126.4, -126.5, -126.6, -126.7, -126.8, -126.9, -127.0, -127.1, -127.2, -127.3, -127.4, -127.5, -127.6, -127.7, -127.8, -127.9, -128.0, -128.1, -128.2, -128.3, -128.4, -128.5, -128.6, -128.7, -128.8, -128.9, -129.0, -129.1, -129.2, -129.3, -129.4, -129.5, -129.6, -129.7, -129.8, -129.9, -130.0, -130.1, -130.2, -130.3, -130.4, -130.5, -130.6, -130.7, -130.8, -130.9, -131.0, -131.1, -131.2, -131.3, -131.4, -131.5, -131.6, -131.7, -131.8, -131.9, -132.0, -132.1, -132.2, -132.3, -132.4, -132.5, -132.6, -132.7, -132.8, -132.9, -133.0, -133.1, -133.2, -133.3, -133.4, -133.5, -133.6, -133.7, -133.8, -133.9, -134.0, -134.1, -134.2, -134.3, -134.4, -134.5, -134.6, -134.7, -134.8, -134.9, -135.0, -135.1, -135.2, -135.3, -135.4, -135.5, -135.6, -135.7, -135.8, -135.9, -136.0, -136.1, -136.2, -136.3, -136.4, -136.5, -136.6, -136.7, -136.8, -136.9, -137.0, -137.1, -137.2, -137.3, -137.4, -137.5, -137.6, -137.7, -137.8, -137.9, -138.0, -138.1, -138.2, -138.3, -138.4, -138.5, -138.6, -138.7, -138.8, -138.9, -139.0, -139.1, -139.2, -139.3, -139.4, -139.5, -139.6, -139.7, -139.8, -139.9, -140.0, -140.1, -140.2, -140.3, -140.4, -140.5, -140.6, -140.7, -140.8, -140.9, -141.0, -141.1, -141.2, -141.3, -141.4, -141.5, -141.6, -141.7, -141.8, -141.9, -142.0, -142.1, -142.2, -142.3, -142.4, -142.5, -142.6, -142.7, -142.8, -142.9, -143.0, -143.1, -143.2, -143.3, -143.4, -143.5, -143.6, -143.7, -143.8, -143.9, -144.0, -144.1, -144.2, -144.3, -144.4, -144.5, -144.6, -144.7, -144.8, -144.9, -145.0, -145.1, -145.2, -145.3, -145.4, -145.5, -145.6, -145.7, -145.8, -145.9, -146.0, -146.1, -146.2, -146.3, -146.4, -146.5, -146.6, -146.7, -146.8, -146.9, -147.0, -147.1, -147.2, -147.3, -147.4, -147.5, -147.6, -147.7, -147.8, -147.9, -148.0, -148.1, -148.2, -148.3, -148.4, -148.5, -148.6, -148.7, -148.8, -148.9, -149.0, -149.1, -149.2, -149.3, -149.4, -149.5, -149.6, -149.7, -149.8, -149.9, -150.0, -150.1, -150.2, -150.3, -150.4, -150.5, -150.6, -150.7, -150.8, -150.9, -151.0, -151.1, -151.2, -151.3, -151.4, -151.5, -151.6, -151.7, -151.8, -151.9, -152.0, -152.1, -152.2, -152.3, -152.4, -152.5, -152.6, -152.7, -152.8, -152.9, -153.0, -153.1, -153.2, -153.3, -153.4, -153.5, -153.6, -153.7, -153.8, -153.9, -154.0, -154.1, -154.2, -154.3, -154.4, -154.5, -154.6, -154.7, -154.8, -154.9, -155.0, -155.1, -155.2, -155.3, -155.4, -155.5, -155.6, -155.7, -155.8, -155.9, -156.0, -156.1, -156.2, -156.3, -156.4, -156.5, -156.6, -156.7, -156.8, -156.9, -157.0, -157.1, -157.2, -157.3, -157.4, -157.5, -157.6, -157.7, -157.8, -157.9, -158.0, -158.1, -158.2, -158.3, -158.4, -158.5, -158.6, -158.7, -158.8, -158.9, -159.0, -159.1, -159.2, -159.3, -159.4, -159.5, -159.6, -159.7, -159.8, -159.9, -160.0, -160.1, -160.2, -160.3, -160.4, -160.5, -160.6, -160.7, -160.8, -160.9, -161.0, -161.1, -161.2, -161.3, -161.4, -161.5, -161.6, -161.7, -161.8, -161.9, -162.0, -162.1, -162.2, -162.3, -162.4, -162.5, -162.6, -162.7, -162.8, -162.9, -163.0, -163.1, -163.2, -163.3, -163.4, -163.5, -163.6, -163.7, -163.8, -163.9, -164.0, -164.1, -164.2, -164.3, -164.4, -164.5, -164.6, -164.7, -164.8, -164.9, -165.0, -165.1, -165.2, -165.3, -165.4, -165.5, -165.6, -165.7, -165.8, -165.9, -166.0, -166.1, -166.2, -166.3, -166.4, -166.5, -166.6, -166.7
```

```
90
91     # Lê alocações externas (já ajustadas no script anterior)
92     alocaoes_file_path = r"C:\Users\ngabr\Documents\My_TCC\Rede1\resultados\csv_alocacoes"
93     df = pd.read_csv(alocaoes_file_path, index_col=0)
94     linha = df.loc[p]
95     linha_filtrada = linha[linha != ""]
96
97     cargas_pv = linha_filtrada[linha_filtrada == "FV"].index.tolist()
98
99     # alocao local por penetração
100    alocao = {}
101    nome_barras = []
102    # --- Cria PVs por carga ---
103    for load_name in cargas_pv:
104        # recupera o triplo salvo em lista_cargas
105        load_name, barra, barra_fase = next(item for item in lista_cargas if item[0] == load_name)
106        nome_barras.append(barra)
107        # conta fases a partir do barra_fase (ex: "BUS.1.2.3")
108        num_fases = len(barra_fase.split('.')) - 2 # se BUS.1.2 => 1 fase
109
110        dss.text(f"New PVSystem.PV_{load_name} phases={num_fases} bus1={barra_fase} kV=0.1
111                f"irrad=.98 Pmpp=3 temperature=25 %cutin=0.1 %cutout=0.1 "
112                f"effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvsT Daily=PVshape TDaily=MyTemp")
113
114        dss.text(f"New InvControl.VW_Ctrl_PV_{load_name} mode=VOLTWATT voltage_curvex_ref=1")
115        dss.text(f"New monitor.PV_{load_name}_power element=PVSystem.PV_{load_name} terminals=1")
116        dss.text(f"New monitor.PV_{load_name}_voltage element=PVSystem.PV_{load_name} terminals=1")
117
118        alocao[load_name] = 'FV'
119
120    # Ajusta as configuração de solução
121    solve_settings()
122
123    base_diretorio = r"C:\Users\ngabr\Documents\My_TCC\Rede1"
```

```
124     results_path = os.path.join(base_diretorio, "resultados", "Resultados_com_Controle_usa
125     # Se a pasta já existir, remove todo o conteúdo
126     if os.path.exists(results_path):
127         shutil.rmtree(results_path) # Apaga a pasta e todo o conteúdo
128
129     #Cria novamente a pasta vazia
130     os.makedirs(results_path)
131     dss.text(f"set case=penetracao{p}")
132     dss.text(f"set DataPath={results_path}")
133
134     # Combinações
135
136     # Obtém o número total de passos de simulação
137     OriginalSteps = dss.solution.number
138
139     # Define o número de passos de simulação como 1 (simulação passo a passo)
140     dss.solution.number = 1
141
142     # Loop principal da simulação
143     for stepNumber in range(OriginalSteps):
144
145         simulationTime = dss.solution.dbl_hour # Obtém o tempo atual da simulação em hora
146         hora = dss.solution.hour # Obtém a hora atual da simulação
147         segundo = dss.solution.seconds # Obtém o segundo atual da simulação
148
149         dss.solution.init_snap()
150
151         dss.solution.solve_no_control()
152
153         dss.pvsystems.first()
154         geracao = []
155         for _ in range(dss.pvsystems.count):
156             geracao.append(dss.pvsystems.kw_output)
157             dss.pvsystems.next()
```

```
158
159
160     # Simulação para horarios com geracao solar
161     if sum(geracao) > 0:
162         dss.solution.clean_up()
163         dss.solution.init_snap()
164
165         dss.solution.solve_no_control() # Resolve o fluxo de potência sem controles
166
167         kw_pvs = {} # 'Nome do PV' : {'Sem Controle': Valor , 'Com Controle': Valor}
168         dss.pvsystems.first()
169         for _ in range(dss.pvsystems.count):
170             kw_pvs[dss.pvsystems.name] = {}
171             kw_pvs[dss.pvsystems.name]['Sem Controle'] = dss.pvsystems.kw_output
172             dss.pvsystems.next()
173
174         volts_pvs = {} # 'Nome da Barra': {'Sem Controle': [ Tensoes], 'Com Controle'
175         nodes_names = dss.circuit.nodes_names
176         for idx,vmag in enumerate(dss.circuit.buses_vmag_pu):
177             bus_name = nodes_names[idx].split('.')[0]
178             if bus_name in volts_pvs:
179                 volts_pvs[bus_name]['Sem Controle'].append(vmag)
180             else:
181                 volts_pvs[bus_name] = {}
182                 volts_pvs[bus_name]['Sem Controle'] = []
183                 volts_pvs[bus_name]['Sem Controle'].append(vmag)
184
185         dss.meters.first()
186         dss.meters.sample_all()
187         perdas = {}
188         perdas['Sem Controle'] = dss.meters.register_values[12]
189         dss.meters.reset()
190
191         # pv_tensoes = {nome_do_PV: tensao_maxima}
```

```
192     pv_tensoes = {}
193     for load_name in cargas_pv: # cargas_pv é a lista de nomes dos PVs
194         _, barra, _ = next(item for item in lista_cargas if item[0] == load_name)
195         if barra in volts_pvs:
196             pv_tensoes[load_name] = max(volts_pvs[barra]['Sem Controle'])
197         else:
198             pv_tensoes[load_name] = 1.0
199
200     pv_tensoes_ordenadas = sorted(pv_tensoes.items(), key=lambda x: x[1])
201
202     tolerancia = 0.00015
203     grupo_atual = []
204     tensao_ref = None
205     grupos = []
206
207     # Agrupamento natural pelo critério da tolerância
208     for pv, tensao in pv_tensoes_ordenadas:
209         if not grupo_atual:
210             grupo_atual.append(pv)
211             tensao_ref = tensao
212         else:
213             if abs(tensao - tensao_ref) <= tolerancia:
214                 grupo_atual.append(pv)
215             else:
216                 grupos.append(grupo_atual)
217                 grupo_atual = [pv]
218                 tensao_ref = tensao
219
220     if grupo_atual:
221         grupos.append(grupo_atual)
222
223     # Ajuste para ter sempre exatamente 6 grupos
224     def achatar(lista):
225         return [item for sub in lista for item in sub]
```

```
226
227     # Caso haja mais que 6 grupos, funde grupos mais próximos
228     while len(grupos) > 6:
229         novo = []
230         i = 0
231         while i < len(grupos):
232             if i < len(grupos) - 1:
233                 novo.append(grupos[i] + grupos[i+1])
234                 i += 2
235             else:
236                 novo.append(grupos[i])
237                 i += 1
238         grupos = novo
239
240     # Caso haja menos que 6, divide grupos maiores
241     while len(grupos) < 6:
242         maior = max(grupos, key=len)
243         grupos.remove(maior)
244         metade = len(maior) // 2
245         grupos.append(maior[:metade])
246         grupos.append(maior[metade:])
247
248     # Se por azar algum grupo ficar vazio após ajustes, elimina e realoca element
249     grupos = [g for g in grupos if len(g) > 0]
250
251     # Garante novamente o total de 6 fundindo ou dividindo conforme necessário
252     todos = achatar(grupos)
253     while len(grupos) != 6:
254         if len(grupos) < 6:
255             grupos.append([todos.pop()])
256         elif len(grupos) > 6:
257             g1 = grupos.pop()
258             grupos[0].extend(g1)
259
```

```
260     # Resultado final em 'grupos', sempre com tamanho 6
261
262
263     curvas = ['1', '2', '3']
264
265     combinacoes = list(itertools.product(curvas, repeat=len(grupos)))
266
267     Funcao_Objetivo_max = -100000
268     melhor_comb = []
269     for comb in combinacoes:
270         dss.solution.clean_up()
271         dss.solution.init_snap()
272
273
274         iteracao = 1
275         while not dss.solution.control_actions_done:
276             if iteracao == 1:
277                 # percorrer cada grupo com o índice i
278                 for i, grupo in enumerate(grupos):
279                     curva_grupo = comb[i]
280                     for pv_name in grupo:
281                         dss.circuit.set_active_element(f"InvControl.VW_Ctrl_PV_{pv_name}")
282                         dss.text(f"Edit InvControl.VW_Ctrl_PV_{pv_name} voltwatt_")
283
284
285                 dss.solution.solve_no_control()
286
287                 dss.solution.sample_control_devices() #Amostra os dispositivos de co
288
289
290                 if len(dss.ctrlqueue.ctrlqueue) == 1:
291                     break # Sai do loop de controle se não há ações pendentes
292
293                 dss.solution.do_control_actions()
```

```
294
295         iteracao += 1 # Incrementa o contador de iterações
296
297         if iteracao >= dss.solution.max_control_iterations:
298             print("INFO - Número máximo de iterações de controle excedido")
299             iteracao = "Máximo excedido"
300             break # Sai do loop se o número máximo de iterações for excedido
301
302         # Amostra todos os medidores e monitores
303         dss.meters.sample_all()
304
305         if p != 0:
306             # Obtem lista de potencia gerada e disponivel
307             potencia_gerada = []
308             potencia_disponivel = []
309             for pv_system,dicionario in kw_pvs.items():
310                 potencia_disponivel.append(dicionario['Sem Controle'])
311                 #dss.circuit.set_active_element(f"PVSystem.{pv_system}")
312                 pv_nomes = dss.pvsystems.names
313                 dss.pvsystems.name = pv_system
314                 idx_pv = dss.pvsystems.idx
315                 potencia_gerada.append(dss.pvsystems.kw_output)
316
317             # Obtem as perdas tecnicas
318             perda_comb = dss.meters.register_values[12]
319
320
321
322             # Obtem o JFI da combinacao
323             X_i = [x/y for x,y in zip(potencia_gerada,potencia_disponivel)]
324             numerador = 0
325             denominador = 0
326             for x_i in X_i:
327                 numerador += x_i
```

```
328         denominador += x_i**2
329
330     JFI = numerador**2/(dss.pvsystems.count*denominador)
331     l = round(perda_comb/perdas['Sem Controle'],5)
332     # Calculo da Funcao objetivo
333     lista_dif = [(x**0.25)*((1-l)**0.75) for x in X_i]
334     #lista_dif = [(x-0.4) for x in X_i]
335
336
337     valido = True
338     for x in lista_dif:
339         # Uso dependendo da Função Objetivo
340         if isinstance(x, complex) and x.imag != 0:
341             valido = False
342         # if x < 0:
343         #     valido = False
344
345
346     FuncaoObjetivo = math.prod(lista_dif)
347
348     # Guarda sempre o valor maior e sua combinação desde que os valores t
349     if valido:
350         if FuncaoObjetivo > Funcao_Objetivo_max:
351             Funcao_Objetivo_max = FuncaoObjetivo
352             melhor_comb = comb
353
354     else:
355         melhor_comb = combinacoes[0]
356
357     dss.meters.reset()
358
359
360     # Aplica a melhor combinacao
361     print(f'Penetracao:{p}; HORA:{hora}; SEGUNDO:{segundo}; COMBINACAO: {melhor_c
```

```
362     if not melhor_comb:
363         melhor_comb = ['4', '4', '4', '4', '4', '4']
364     for i, grupo in enumerate(grupos):
365         curva_grupo = melhor_comb[i]
366         for pv_name in grupo:
367             dss.text(f"Edit InvControl.VW_Ctrl_PV_{pv_name} voltwatt_curve=VoltWa
368
369     dss.solution.clean_up()
370     dss.solution.init_snap()
371     iteracao = 1
372     while not dss.solution.control_actions_done:
373         dss.solution.solve_no_control()
374
375         dss.solution.sample_control_devices() #Amostra os dispositivos de contro
376
377         if len(dss.ctrlqueue.ctrlqueue) == 1:
378             break # Sai do loop de controle se não há ações pendentes
379
380         dss.solution.do_control_actions()
381
382         iteracao += 1 # Incrementa o contador de iterações
383
384         if iteracao >= dss.solution.max_control_iterations:
385             print("INFO - Número máximo de iterações de controle excedido")
386             iteracao = "Máximo excedido"
387             break # Sai do loop se o número máximo de iterações for excedido
388
389         # Amostra todos os medidores e monitores
390         dss.meters.sample_all()
391
392         # Coleta os Resultados com Controle
393         dss.pvsystems.first()
394         for _ in range(dss.pvsystems.count):
395             kw_pvs[dss.pvsystems.name]['Com Controle'] = dss.pvsystems.kw_output
```

```
396         dss.pvsystems.next()
397
398
399     nodes_names = dss.circuit.nodes_names
400     for idx,vmag in enumerate(dss.circuit.buses_vmag_pu):
401         bus_name = nodes_names[idx].split('.')[0]
402
403         for barra,controle in volts_pvs.items():
404             if bus_name == barra:
405                 if 'Com Controle' in controle:
406                     volts_pvs[bus_name]['Com Controle'].append(vmag)
407                 else:
408                     volts_pvs[bus_name]['Com Controle']=[]
409                     volts_pvs[bus_name]['Com Controle'].append(vmag)
410
411     dss.meters.first()
412     perdas['Com Controle'] = dss.meters.register_values[12]
413     dss.meters.reset()
414
415 else:
416     dss.solution.clean_up()
417     dss.solution.init_snap()
418     iteracao = 1
419     while not dss.solution.control_actions_done:
420         dss.solution.solve_no_control() # Resolve o fluxo de potência sem contro
421
422         if iteracao == 1:
423             kw_pvs = {}
424             dss.pvsystems.first()
425             for _ in range(dss.pvsystems.count):
426                 kw_pvs[dss.pvsystems.name] = {}
427                 kw_pvs[dss.pvsystems.name]['Sem Controle'] = dss.pvsystems.kw_out
428                 dss.pvsystems.next()
429
```

```
430         volts_pvs = {}
431         nodes_names = dss.circuit.nodes_names
432         for idx,vmag in enumerate(dss.circuit.buses_vmag_pu):
433             bus_name = nodes_names[idx].split('.')[0]
434             if bus_name in volts_pvs:
435                 volts_pvs[bus_name]['Sem Controle'].append(vmag)
436             else:
437                 volts_pvs[bus_name] = {}
438                 volts_pvs[bus_name]['Sem Controle'] = []
439                 volts_pvs[bus_name]['Sem Controle'].append(vmag)
440
441         dss.meters.first()
442         dss.meters.sample_all()
443         perdas = {}
444         perdas['Sem Controle'] = dss.meters.register_values[12]
445         dss.meters.reset()
446
447
448
449         dss.solution.sample_control_devices() #Amostra os dispositivos de contro
450
451         #dss.text("show controlqueue")
452
453         if len(dss.ctrlqueue.ctrlqueue) == 1:
454             break # Sai do loop de controle se não há ações pendentes
455
456         dss.solution.do_control_actions()
457
458         iteracao += 1 # Incrementa o contador de iterações
459
460         if iteracao >= dss.solution.max_control_iterations:
461             print("INFO - Número máximo de iterações de controle excedido")
462             iteracao = "Máximo excedido"
463             break # Sai do loop se o número máximo de iterações for excedido
```

```
464
465     # Amostra todos os medidores e monitores
466     dss.meters.sample_all()
467
468
469     dss.pvsystems.first()
470     for _ in range(dss.pvsystems.count):
471         kw_pvs[dss.pvsystems.name]['Com Controle'] = dss.pvsystems.kw_output
472         dss.pvsystems.next()
473
474
475     nodes_names = dss.circuit.nodes_names
476     for idx,vmag in enumerate(dss.circuit.buses_vmag_pu):
477         bus_name = nodes_names[idx].split('.')[0]
478
479         for barra,controle in volts_pvs.items():
480             if bus_name == barra:
481                 if 'Com Controle' in controle:
482                     volts_pvs[bus_name]['Com Controle'].append(vmag)
483                 else:
484                     volts_pvs[bus_name]['Com Controle']=[]
485                     volts_pvs[bus_name]['Com Controle'].append(vmag)
486
487     dss.meters.first()
488     perdas['Com Controle'] = dss.meters.register_values[12]
489     dss.meters.reset()
490
491
492
493     coleta_perdas.append(perdas)
494     coleta_das_pot.append(kw_pvs) # ['Nome do PV' : {'Sem Controle': Valor , 'Com Con
495     coleta_das_tensoes.append(volts_pvs)
496
497     dss.solution.finish_time_step() # Finaliza o passo de tempo
```

```
498
499     # Exporta monitores
500     for barra, tipo in alocao.items():
501         if tipo == 'FV':
502             dss.text(f"Export monitors PV_{barra}_power")
503             dss.text(f"Export monitors PV_{barra}_voltage")
504
505     # Resultados
506
507     perdas_tecnicas_com_controle = 0
508     perdas_tecnicas_sem_controle = 0
509     for perda in coleta_perdas:
510         perdas_tecnicas_com_controle += perda['Com Controle']
511         perdas_tecnicas_sem_controle += perda['Sem Controle']
512
513     reducao_perdas = perdas_tecnicas_sem_controle - perdas_tecnicas_com_controle
514
515     energia_gerada = 0
516     energia_disponivel = 0
517     for kw_pvs_i in coleta_das_pot:
518         for _,v in kw_pvs_i.items():
519             for c,pot in v.items():
520                 if c == 'Com Controle':
521                     energia_gerada += pot
522                 if c == 'Sem Controle':
523                     energia_disponivel += pot
524
525     energia_cortada = energia_disponivel - energia_gerada
526
527     tensao_max_com_controle = 0
528     tensao_max_sem_controle = 0
529     for volts_pvs_i in coleta_das_tensoes:
530         for _,v in volts_pvs_i.items():
531             for c,tensoes_mag in v.items():
```

```
532         if c == 'Com Controle':
533             for tensao in tensoes_mag:
534                 if tensao > tensao_max_com_controle:
535                     tensao_max_com_controle = tensao
536
537         if c == 'Sem Controle':
538             for tensao in tensoes_mag:
539                 if tensao > tensao_max_sem_controle:
540                     tensao_max_sem_controle = tensao
541
542     reducao_tensao = tensao_max_sem_controle - tensao_max_com_controle
543
544     # [{'PV1' : {'Sem Controle': Valor , 'Com Controle': Valor}, 'PV2' : {'Sem Controle':
545     if p != 0:
546         geracao_por_FV = {}
547         for j, i in enumerate(coleta_das_pot):
548             if j == 0:
549                 for FV, VALORES in i.items():
550                     geracao_por_FV[FV] = {}
551                     geracao_por_FV[FV]['Disponivel'] = VALORES['Sem Controle']
552                     geracao_por_FV[FV]['Gerada'] = VALORES['Com Controle']
553             else:
554                 for FV, VALORES in i.items():
555                     geracao_por_FV[FV]['Disponivel'] += VALORES['Sem Controle']
556                     geracao_por_FV[FV]['Gerada'] += VALORES['Com Controle']
557
558     ENERGIA_DISPONIVEL_POR_FV = []
559     ENERGIA_GERADA_POR_FV = []
560
561     for VALORES in geracao_por_FV.values():
562         ENERGIA_DISPONIVEL_POR_FV.append(VALORES['Disponivel'])
563         ENERGIA_GERADA_POR_FV.append(VALORES['Gerada'])
564
565     X_i = [x/y for x,y in zip(ENERGIA_GERADA_POR_FV,ENERGIA_DISPONIVEL_POR_FV)]
```

```
566     X_i_2 = [x**2 for x in X_i]
567
568     numerador = sum(X_i)
569     denominador = sum(X_i_2)
570
571     JFI_global = numerador**2/(dss.pvsystems.count*denominador)
572 else:
573     JFI_global = '-----'
574
575
576
577 resultados.append(
578     {
579         'Penetracao':p,
580         'Energia Gerada': energia_gerada*0.05,
581         'Energia Cortada': energia_cortada*0.05,
582         'Perdas Técnicas': perdas_tecnicas_com_controle,
583         'Vmag_max': tensao_max_com_controle,
584         'JFI_global':JFI_global
585     }
586 )
587
588 # Cria DataFrame e salva em CSV
589 df_resultados = pd.DataFrame(resultados)
590
591 csv_path = os.path.join(base_diretorio,"resultados","Resultados_com_Controle_usando_TJ",")
592
593 df_resultados.to_csv(csv_path, index=False)
594
595 print(df_resultados)
596
597 print("INFO - Simulação Finalizada")
598
599
```

600

601

602

603