

STOCHASTIC ANALYSIS OF THE
TECHNICAL AND FINANCIAL IMPACTS
AND ECONOMIC FEASIBILITY OF THE
INTEGRATION OF DISTRIBUTED SOLAR
ENERGY SYSTEMS WITH STORAGE IN
REAL FEEDER

HENRIQUE AUGUSTO GOMES TOGO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA



FACULDADE DE TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

Universidade de Brasília
Faculdade de Tecnologia
Departamento de Engenharia Elétrica

Stochastic Analysis of the Technical and Financial Impacts and
Economic Feasibility of the Integration of Distributed Solar Energy
Systems with Storage in Real Feeder

Henrique Augusto Gomes Togo

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA AO PROGRAMA DE
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA DA UNIVERSIDADE DE
BRASÍLIA COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OB-
TENÇÃO DO GRAU DE MESTRE.

APROVADA POR:

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

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

Prof. José Carlos de Oliveira, Dr. (UFU)
(Examinador Externo)

Prof. Victor Denis Claude Gouin, Dr. (UnB/ENE)
(Examinador Externo)

Prof. Kleber Melo e Silva, Dr. (UnB/ENE)
(Examinador Interno)

Publicação: PPGEE.DM 833/25
Brasília/DF, junho de 2025.

FICHA CATALOGRÁFICA

TOGO, HENRIQUE

Stochastic Analysis of the Technical and Financial Impacts and Economic Feasibility of the Integration of Distributed Solar Energy Systems with Storage in Real Feeder. [Brasília/DF] 2025.

xx, 122 p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Dissertação de Mestrado, 2025).

Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia, Departamento de Engenharia Elétrica.
Departamento de Engenharia Elétrica

1. Sistemas Fotovoltaicos e de Armazenamento a Bateria
 2. Análise Estocástica dos Impactos Técnicos e Financeiros
 3. Análise Estocástica de Viabilidade Econômica
 4. Fluxo Reverso de Potência
- I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

TOGO, HENRIQUE (2025). Stochastic Analysis of the Technical and Financial Impacts and Economic Feasibility of the Integration of Distributed Solar Energy Systems with Storage in Real Feeder. Dissertação de Mestrado, Publicação PPGEE.DM 833/25, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 122 p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Henrique Togo

TÍTULO: Stochastic Analysis of the Technical and Financial Impacts and Economic Feasibility of the Integration of Distributed Solar Energy Systems with Storage in Real Feeder.

GRAU: Mestre ANO: 2025

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta Dissertação de Mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desta dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Henrique Togo

Universidade de Brasília (UnB)

Campus Darcy Ribeiro

Faculdade de Tecnologia - FT

Departamento de Engenharia Elétrica(ENE)

Brasília - DF CEP 70919-970

Dedico este trabalho à minha esposa, Isabela, pelo amor, paciência e apoio incondicional em cada etapa desta jornada. Obrigado por acreditar em mim, mesmo nos momentos mais difíceis.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, por me conduzir e iluminar durante os momentos mais importantes do meu crescimento.

À minha esposa, Isabela, que me acompanhou, auxiliou, motivou e apoiou ao longo dos momentos mais desafiadores durante a elaboração deste trabalho.

À minha família, que sempre me incentivou a enfrentar desafios e a superar as adversidades.

Aos amigos do REILab da UnB, que contribuíram para o desenvolvimento desta pesquisa.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Anésio de Leles Ferreira Filho, pela oportunidade, paciência, disponibilidade, discussão e encorajamento ao longo dos anos.

Ao co-orientador, Prof. Dr. Elder Geraldo Domingues, pelas contribuições, discussões e apoio durante a elaboração deste trabalho.

Aos membros da banca de defesa desta dissertação, Prof. Dr. José Carlos de Oliveira e Prof. Dr. Victor Denis Claude Gouin, pelo interesse, disponibilidade e pelas contribuições ao aperfeiçoamento deste trabalho acadêmico.

À Universidade de Brasília e ao seu corpo docente, pelo apoio ao meu desenvolvimento pessoal, emocional, intelectual e profissional ao longo da graduação e do mestrado.

Agradeço a todos os familiares e amigos que, de alguma forma, contribuíram para o resultado deste trabalho.

RESUMO

Título: Análise Estocástica dos Impactos Técnicos e Financeiros e da Viabilidade Econômica da Integração de Sistemas Distribuídos de Energia Solar com Armazenamento em Alimentador Real

Este estudo tem como objetivo desenvolver uma metodologia estocástica para a avaliação conjunta i) dos impactos técnicos e econômicos associados à inserção de sistemas fotovoltaicos (SFV) e de armazenamento distribuído de energia elétrica (SAE) em alimentadores reais de redes de distribuição, e ainda, ii) da viabilidade econômica dos mencionados recursos energéticos distribuídos (RED). A investigação estrutura-se em três etapas complementares. Inicialmente, realizam-se simulações técnicas para quantificar os efeitos da integração das referidas tecnologias sobre os indicadores operacionais das redes, tais como níveis de tensão, perdas técnicas e fluxos de potência, considerando-se quatro estratégias de controle das baterias, a saber, autoconsumo, arbitragem de preço, peak shaving e peak shaving low (elaborada para eliminar o fluxo reverso de potência). De posse dos resultados da análise técnica, são realizadas duas análises complementares referentes aos impactos financeiros: uma sob a perspectiva da distribuidora (monetização dos impactos da integração dos RED na tensão, nas perdas e na demanda), e outra sob a ótica dos prosumidores (avaliação da viabilidade econômica). Para tanto, considera-se inúmeros perfis de consumo, as tarifas aplicáveis aos casos em análise, e diferentes condições de investimento. Adicionalmente, empregam-se distintos indicadores de viabilidade com o propósito de se caracterizar, de forma abrangente, a atratividade econômica do projeto. Os resultados indicam que as quatro estratégias de controle, mesmo sem qualquer compensação adicional ao prosumidor, apresentam valor presente líquido (VPL) positivo em todos os níveis de penetração avaliados, demonstrando robustez econômica. Adicionalmente, a análise de sensibilidade revela que, com a redistribuição de parte dos benefícios obtidos pela distribuidora, todas as estratégias analisadas são ainda mais viáveis financeiramente. A metodologia proposta proporciona subsídios quantitativos para a formulação de políticas públicas, o aprimoramento regulatório e a tomada de decisão por parte de consumidores e agentes do setor elétrico, contribuindo para

uma inserção mais eficiente, sustentável e economicamente viável das tecnologias fotovoltaicas e de armazenamento no contexto da transição energética.

Palavras-chave: Sistemas Fotovoltaicos e de Armazenamento a Bateria, Análise Estocástica dos Impactos Técnicos e Financeiros, Análise Estocástica de Viabilidade Econômica, Fluxo Reverso de Potência.

ABSTRACT

This study aims to develop a stochastic methodology for the joint assessment of i) the technical and economic impacts associated with the integration of photovoltaic systems (PV) and distributed battery energy storage systems (BESS) in real distribution grid feeders, and ii) the economic viability of these distributed energy resources (DER). The investigation is structured in three complementary stages. Initially, technical simulations are performed to quantify the effects of integrating these technologies on grid operational indicators, such as voltage levels, technical losses, and power flows, considering four battery control strategies: self-consumption, price arbitrage, peak shaving, and peak shaving low (designed to eliminate reverse power flow). Based on the results of the technical analysis, two complementary analyses are performed regarding the financial impacts: one from the distributor's perspective (monetizing the impacts of DER integration on voltage, losses, and demand), and another from the prosumer's perspective (economic viability assessment). To this end, numerous consumption profiles, applicable tariffs, and different investment conditions are considered. Additionally, different feasibility indicators are used to comprehensively characterize the project's economic attractiveness. The results indicate that all strategies, even without any additional compensation to the prosumer, presents a positive net present value (NPV) at all penetration levels evaluated, demonstrating economic robustness. Furthermore, sensitivity analysis reveals that, with the redistribution of part of the benefits obtained by the distributor, all analyzed strategies are even more financially viable. The proposed methodology provides quantitative support for public policy formulation, regulatory improvement, and decision-making by consumers and stakeholders in the electricity sector, contributing to a more efficient, sustainable, and economically viable integration of photovoltaic and storage technologies in the context of the energy transition.

Keywords: Photovoltaic and Battery Storage Systems, Stochastic Analysis of Technical and Financial Impacts, Stochastic Analysis of Economic Feasibility, Reverse Power Flow.

SUMÁRIO

Sumário	i
Lista de figuras	iv
Lista de tabelas	vii
Lista de símbolos	viii
Glossário	xii
Capítulo 1 – Introdução	1
1.1 Contextualização	1
1.2 Estado da Arte	2
1.3 Objetivos	7
1.4 Contribuições	8
1.5 Organização do Manuscrito	9
Capítulo 2 – Fundamentação Teórica	11
2.1 Considerações Iniciais	11
2.2 Sistemas Fotovoltaicos	11
2.2.1 Dimensionamento da Potência Instalada dos Sistemas Fotovoltaicos	13
2.2.2 Modelagem dos Sistemas Fotovoltaicos	14
2.3 Sistemas de Armazenamento de Energia	16
2.3.1 Estado de Carga do SAE	17
2.3.2 Dimensionamento dos Sistemas de Armazenamento de Energia	18
2.3.3 Modelagem dos Sistemas de Armazenamento de Energia	18
2.3.4 Conceito das Estratégias de Controle	20
2.4 Parâmetros da Rede	22
2.4.1 Níveis de Tensão	22
2.4.2 Demanda de Pico	25
2.4.3 Perdas Técnicas	26

2.5	Análise de Viabilidade Econômica	29
2.5.1	Fluxo de Caixa Descontado	29
2.5.2	Custo de Capital	29
2.5.3	Indicadores Financeiros	30
2.5.3.1	Valor Presente Líquido	30
2.5.3.2	Taxa Interna de Retorno Modificada	30
2.5.3.3	Payback Descontado	31
2.6	Considerações Finais	32
Capítulo 3 – Metodologia		34
3.1	Considerações Iniciais	34
3.2	Visão Geral	35
3.3	Impactos Técnicos	36
3.3.1	Níveis de Tensão	36
3.3.2	Demanda de Pico	39
3.3.3	Perdas Técnicas	41
3.3.4	Níveis de Penetração	42
3.3.5	Parâmetros das Estratégia de Controle	43
3.3.5.1	Autoconsumo	44
3.3.5.2	Arbitragem de Preços	44
3.3.5.3	<i>Peak Shaving</i> (Controle da Demanda)	45
3.3.5.4	<i>Peak Shaving Low</i> (Fluxo Reverso de Potência)	45
3.3.6	Simulação de Monte Carlo	47
3.3.7	Algoritmo de Determinação dos Impactos Técnicos	49
3.4	Impactos Financeiros	51
3.4.1	Níveis de Tensão	52
3.4.2	Demanda de Pico	53
3.4.3	Perdas Técnicas	54
3.4.4	Impacto Financeiro Total	55
3.4.5	Algoritmo de Determinação dos Impactos Financeiros	56
3.5	Viabilidade Econômica	58
3.5.1	Modelo Fluxo de Caixa	58
3.5.2	Algoritmo de Determinação da Viabilidade Econômica	60
3.5.3	Análise de Sensibilidade	62
3.6	Considerações Finais	63
Capítulo 4 – Materiais		65

4.1	Ambiente das Simulações	65
4.2	Parâmetros da Modelagem dos Recursos Energéticos Distribuídos	66
4.3	Dados do Alimentador	68
4.4	Curva de Carga	69
4.5	Dados Meteorológicos	70
4.6	Parâmetros para a Monetização dos Impactos Técnicos	70
4.7	Parâmetros para a Análise de Viabilidade Econômica	71
4.8	Hipóteses Adotadas	72
Capítulo 5 – Resultados e Discussões		74
5.1	Considerações Iniciais	74
5.2	Impactos Técnicos	75
5.2.1	Caso 1: Autoconsumo	76
5.2.2	Caso 2: Arbitragem de Preços	80
5.2.3	Caso 3: <i>Peak Shaving</i>	84
5.2.4	Caso 4: <i>Peak Shaving Low</i>	88
5.2.5	Análise Comparativa	92
5.3	Impactos Financeiros	94
5.3.1	Caso 1: Autoconsumo	94
5.3.2	Caso 2: Arbitragem de Preços	97
5.3.3	Caso 3: <i>Peak Shaving</i>	98
5.3.4	Caso 4: <i>Peak Shaving Low</i>	100
5.3.5	Análise Comparativa Financeira	101
5.4	Viabilidade Econômica	103
5.4.1	Caso 1: Autoconsumo	103
5.4.2	Caso 2: Arbitragem de Preços	105
5.4.3	Caso 3: <i>Peak Shaving</i>	106
5.4.4	Caso 4: <i>Peak Shaving Low</i>	108
5.4.5	Comparação da Viabilidade Econômica para as Estratégias de Controle .	109
5.4.6	Análise de Sensibilidade	111
5.5	Considerações Finais	114
Capítulo 6 – Conclusões		117
Referências		119

LISTA DE FIGURAS

2.1	Esquema da disposição dos elementos da rede elétrica com a geração centralizada e geração distribuída (LIGY, 2023).	12
2.2	Ilustração do modelo do SFV (RADATZ <i>et al.</i> , 2020).	15
2.3	Evolução histórica dos preços de baterias de íon de lítio entre 2013 e 2024. Os valores apresentados são dados em $US\$/kWh$ (BNEF, 2024).	17
2.4	Ilustração dos elementos presentes na modelagem do SAE (CELSO <i>et al.</i> , 2020).	19
2.5	Limites de tensão estabelecidos pela ANEEL (ANEEL, 2021b).	23
2.6	Curva de carga média do ano de 2024 (ONS, 2025).	26
2.7	Representação das perdas dentro do sistema elétrico (ANEEL, 2024b).	27
3.1	Diagrama do fluxo de aplicação dos algoritmos envolvendo cada caso estudado.	35
3.2	Diagrama apresentando o algoritmo para a obtenção dos impactos técnicos.	50
3.3	Fluxograma para obtenção dos impactos financeiros.	57
3.4	Modelo adotado para o fluxo de caixa.	59
3.5	Fluxograma para obtenção dos indicadores de viabilidade econômica.	61
4.1	Curva de eficiência do inversor em função da potência de entrada (EPRI, 2011).	66
4.2	Curva do fator de temperatura em função da temperatura do SFV (EPRI, 2011).	67
4.3	Parâmetros financeiros utilizados para o cálculo da monetização dos impactos técnicos referentes às perdas técnicas.	71
5.1	Média da geração fotovoltaica ao longo do dia, considerando os diferentes posicionamentos e todos os dias do ano simulados.	75

5.2	Média do <i>SoC</i> ao longo do dia, considerando os diferentes posicionamentos e todos os dias do ano simulados.	76
5.3	Média da demanda ao longo do dia, considerando os diferentes posicionamentos e todos os dias do ano simulados.	77
5.4	Média das perdas técnicas ao longo do dia, considerando os diferentes posicionamentos e todos os dias do ano simulados.	78
5.5	Média das violações de tensão ao longo do dia, considerando os diferentes posicionamentos e todos os dias do ano simulados.	79
5.6	Média do <i>SoC</i> ao longo do dia, considerando os diferentes posicionamentos e todos os dias do ano simulados.	81
5.7	Média da demanda ao longo do dia, considerando os diferentes posicionamentos e todos os dias do ano simulados.	81
5.8	Média das perdas técnicas ao longo do dia, considerando os diferentes posicionamentos e todos os dias do ano simulados.	82
5.9	Média das violações de tensão ao longo do dia, considerando os diferentes posicionamentos e todos os dias do ano simulados.	83
5.10	Média do <i>SoC</i> ao longo do dia, considerando os diferentes posicionamentos e todos os dias do ano simulados.	84
5.11	Média da demanda ao longo do dia, considerando os diferentes posicionamentos e todos os dias do ano simulados.	85
5.12	Média das perdas técnicas ao longo do dia, considerando os diferentes posicionamentos e todos os dias do ano simulados.	86
5.13	Média das violações de tensão ao longo do dia, considerando os diferentes posicionamentos e todos os dias do ano simulados.	87
5.14	Média do <i>SoC</i> ao longo do dia, considerando os diferentes posicionamentos e todos os dias do ano simulados.	88
5.15	Média da demanda ao longo do dia, considerando os diferentes posicionamentos e todos os dias do ano simulados.	89

5.16 Média das perdas técnicas ao longo do dia, considerando os diferentes posicionamentos e todos os dias do ano simulados.	90
5.17 Média das violações de tensão ao longo do dia, considerando os diferentes posicionamentos e todos os dias do ano simulados.	91
5.18 Valor esperado resultante da monetização das grandezas técnicas e desvio padrão associado para os diferentes níveis de penetração para a estratégia de autoconsumo.	94
5.19 Valor esperado resultante da monetização das grandezas técnicas e desvio padrão associado para os diferentes níveis de penetração para a estratégia de arbitragem de preços.	97
5.20 Valor esperado resultante da monetização das grandezas técnicas e desvio padrão associado para os diferentes níveis de penetração para a estratégia de <i>peak shaving</i> .	99
5.21 Valor esperado resultante da monetização das grandezas técnicas e desvio padrão associado para os diferentes níveis de penetração para a estratégia de <i>peak shaving low</i>	100
5.22 Sensibilidade do VPL ao considerar a redistribuição de uma porcentagem do retorno financeiro da distribuidora aos prosumidores para a estratégia de autoconsumo.	111
5.23 Sensibilidade do VPL ao considerar a redistribuição de uma porcentagem do retorno financeiro da distribuidora aos prosumidores para a estratégia de arbitragem de preços.	112
5.24 Sensibilidade do VPL ao considerar a redistribuição de uma porcentagem do retorno financeiro da distribuidora aos prosumidores para a estratégia de <i>peak shaving</i>	113
5.25 Sensibilidade do VPL ao considerar a redistribuição de uma porcentagem do retorno financeiro da distribuidora aos prosumidores para a estratégia de <i>peak shaving low</i>	114

LISTA DE TABELAS

3.1	Faixa de operação de tensão estabelecida pela ANEEL	36
3.2	Parâmetros utilizados para as estratégias de Autoconsumo e Arbitragem de Preço	46
3.3	Parâmetros utilizados para as estratégias <i>Peak Shaving</i> e <i>Peak Shaving Low</i> . .	47
4.1	Especificações técnicas das baterias <i>Tesla Powerwall 2</i> , utilizadas como referência na modelagem dos SAEs (TESLA, 2019).	67
4.2	Principais características do alimentador analisado.	69
4.3	Parâmetros financeiros utilizados para o cálculo da monetização dos impactos técnicos.	70
5.1	Comparação de valores máximos e mínimos do valor esperado e do desvio padrão do valor presente total para as diferentes estratégias de controle.	102
5.2	Resultados dos valores esperados de VPL, TIRM e PBD para os RED em diferentes níveis de penetração para a estratégia de autoconsumo.	104
5.3	Resultados dos valores esperados do VPL, TIRM e PBD para os RED em diferentes níveis de penetração para a estratégia de arbitragem de preços	106
5.4	Resultados dos valores esperados do VPL, TIRM e PBD para os RED em diferentes níveis de penetração para a estratégia de <i>peak shaving</i>	107
5.5	Resultados dos valores esperados do VPL, TIRM e PBD para os RED em diferentes níveis de penetração para a estratégia de <i>peak shaving low</i>	108
5.6	Comparação de valores máximos e mínimos do valor esperado dos indicadores de viabilidade para as diferentes estratégias de controle.	110

LISTA DE SÍMBOLOS

$comp_{tensao}$	Compensação financeira repassada ao titular da UC	[R\$]
$CA_{aliment}$	Consumo anual do alimentador	[kWh]
CE	Custo do mix de compra de energia	[R\$/kWh]
CME	Custo Marginal de Expansão	[R\$/kW]
$CMPC$	Custo médio ponderado do capital	[%]
CV	Coefficiente de Variação	
$C_{O\&M}$	Custo percentual associado à O&M dos RED t	[%]
CV_d	Valor máximo do coeficiente de variação referente aos dias	
CV_S	Valor máximo do coeficiente de variação referente às posições d	
D_F	Fator de dimensionamento do SAE	[%]
$C_{inv}^{\$}$	Custo unitário do inversor	[R\$/kW]
C_{SAE}^{MAX}	Capacidade máxima de armazenamento do SAE	[kWh]
C_{SAEpen}	Capacidade de armazenamento do conjunto de SAE para um dado nível de penetração pen	[kWh]
$C_{SAE}^{\$}$	Custo unitário do SAE	[R\$/kWh]
$C_{SAE}(t)$	Capacidade de armazenamento do SAE no instante de tempo t	[kWh]
$C_{SFV}^{\$}$	Custo unitário do SFV	[R\$/kW]
D_0	Demanda para o caso em que o nível de penetração é igual a zero	[kW]
D_d	Demanda de pico do dia d simulado com probabilidade de 95% de não ser excedida	[kW]
D_h	Demanda de todas as UCs do alimentador para a hora h do dia d simulado	[kW]
D_{h_i}	Demanda da UC i durante a hora h	[kW]
D_i	Demanda da UC i para a hora h	[kW]
$D_{O\&M}(t)$	Despesas operacionais referentes aos RED no ano t	[R\$]
D_{pen}	Demanda de pico para o cenário de penetração pen	[kW]
D_S	Demanda de pico da posição de sorteio S	[kW]
DRC	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica	[%]
DRP	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária	[%]
$D_{\pen	Valor da monetização da demanda de pico para um dado nível de penetração	[R\$]
E	Consumo médio diário da UC	[kWh/dia]
EG_{pen}	Energia gerada pelo conjunto de SFV para o nível de penetração pen	[kWh]

$EUSD$	Encargo de Uso do Sistema de Distribuição	[R\$]
$E[VP]$	Valor esperado da variável aleatória VP	
FP	Fator de potência do inversor	
HSP	Horas de Sol Pleno	[kWh/m ² dia]
I	Corrente elétrica que flui pelo condutor	[A]
$Irr(t)$	Irradiância incidente no módulo fotovoltaico relativa ao valor típico de pico da irradiância na superfície terrestre para o instante de tempo t	[p.u.]
I_{SAE}	Investimento inicial referente ao SAE	[R\$]
I_{SFV}	Investimento inicial referente ao SFV	[R\$]
k	Pico da irradiância típico da superfície terrestre	[kW/m ²]
L_0	Perdas técnicas para o caso em que o nível de penetração é igual a zero	[kWh]
L_d	Perdas técnicas do dia d simulado para o posicionamento S	[kWh]
L_h	Perdas técnicas de todas as UCs do alimentador para a hora h do dia d simulado	[kWh]
L_{pen}	Perdas técnicas para o cenário de penetração pen	[kWh]
L_S	Perdas técnicas da posição de sorteio S para o nível de penetração pen	[kWh]
$L_{\$,t}^{pen}$	Valor da monetização das perdas técnicas para um dado nível de penetração pen e ano t	[R\$/ano]
n	Número de simulações realizadas	
N_d^{min}	Número mínimo de dias simulados	[dias]
N_d^{max}	Número máximo de dias simulados	[dias]
N_S^{min}	Número mínimo de posições a serem simuladas	[dias]
N_S^{max}	Número máximo de posições a serem simuladas	[dias]
N_{UC_s}	Total de UCs presentes no alimentador	
N_ϕ	Total de fases presentes no alimentador	
nlc	Maior valor, entre as fases medidas, do número de leituras situadas na faixa crítica	
nlp	Maior valor, entre as fases medidas, do número de leituras situadas na faixa precária	
$P_{bat}^{recarga}(t)$	Potência CC de carga da bateria para o instante de tempo t	[kW]
$P_{bat}^{descarga}(t)$	Potência CC de descarga da bateria	[kW]
$P_{CA}(t)$	Potência ativa de saída do inversor para o instante de tempo t	
$P_{CC}(t)$	Potência Gerada pelo SFV, em CC, para o instante de tempo t	[kW]
P_h	Potência gerada pelo SFV durante a hora h	[kW]
P_L	Potência dissipada em condutores	[W]
pen_{SFV}	Nível de penetração do SFV	[%]
$P_{oci}(t)$	Perdas por ociosidade da bateria	[kW]
P_{penSFV}	Potência instalada dos SFVs para um dado nível de penetração pen_{SFV}	[kW]
PR	<i>Performance ratio</i>	[kW]
P_{SFV}	Potência máxima instalada do SFV da UC	[kW]
P_{SFV_i}	Potência máxima instalada do SFV da UC i	[kW]
P_{SFV}^{max}	Potência máxima instalada de SFV para o alimentador	[kW]

$p(VP_i)$	Probabilidade de ocorrência da variável aleatória VP_i	
$Q_{CA}(t)$	Potência reativa de saída do inversor para o instante de tempo t	$[kVAr]$
R	Resistência do condutor	$[\Omega]$
$R(t)$	Receita referente à geração/despacho do conjunto de SFV e SAE;	$[R\$]$
$SoC(t)$	Estado de carga do SAE no instante de tempo t	$[\%]$
$T_{ambiente}(t)$	Temperatura ambiente	$[^{\circ}C]$
$T_e(t)$	Valor da tarifa de energia no ano t	$[R\$/kWh]$
$T_{SFV}(t)$	Temperatura do SFV	$[^{\circ}C]$
$TUSD$	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição	$[R\$/kWh]$
V_0	Valor relativo médio das violações de tensão para o caso em que o nível de penetração é igual a zero	$[\%]$
V_d	Quantidade relativa média de violações de tensão do alimentador para o dia d simulado	$[\%]$
V_h	Quantidade relativa média de violações de tensão do alimentador para a hora h do dia d simulado	$[\%]$
$V_{i,\phi}$	Violação de tensão em regime permanente da fase ϕ do barramento de conexão da UC i	
V_S	Quantidade relativa média de violações de tensão do alimentador para um sorteio de posicionamento S	$[\%]$
V_{pen}	Quantidade relativa média de violações de tensão do alimentador para um cenário de penetração pen	$[\%]$
VP_i	Valor i da variável aleatória VP	
VP_D^{pen}	Valor presente referente aos custos gerados pela demanda de pico decorrentes da inserção de RED para um nível de penetração pen	$[R\$]$
VP_L^{pen}	Valor presente referente aos custos gerados pelas perdas técnicas decorrentes da inserção de RED para um nível de penetração pen	$[R\$]$
VP_{total}^{pen}	Valor presente total referente aos custos gerados pela inserção de RED para um nível de penetração pen	$[R\$]$
VP_V^{pen}	Valor presente referente aos custos gerados pelas violações de tensão decorrentes da inserção de RED para um nível de penetração pen	$[R\$]$
$v_{vento}(t)$	Velocidade do vento	$[m/s]$
$V_{\pen	Valor da monetização dos níveis de tensão para um dado nível de penetração	$[R\$]$
ΔD_S	Variação do valor da demanda de pico para o sorteio S em comparação com o caso em que o nível de penetração é igual a zero	$[kW]$
ΔL_S	Variação do valor das perdas técnicas para o sorteio S em comparação com o caso em que o nível de penetração é igual a zero	$[kWh]$
ΔV_S	Variação do valor percentual das violações de tensão para o posicionamento S em comparação com o caso em que o nível de penetração é igual a zero	$[\%]$

ΔD_{pen}	Variação do valor da demanda de pico para o nível de penetração pen obtida através da função de distribuição de frequência relativa de ΔD_S	$[kW]$
ΔL_{pen}	Variação do valor das perdas técnicas para o nível de penetração pen obtida através da função de distribuição de frequência relativa de ΔL_S	$[kWh]$
ΔV_{pen}	Variação do valor percentual das violações de tensão para o nível de penetração pen obtida através da função de distribuição de frequência relativa de ΔV_S	$[\%]$
Φ_i	Total de fases existentes na conexão da UC i ao barramento	
η_{SAE}	Eficiência da carga/descarga da bateria	$[\%]$
$\eta_{Inv}(P_{CC}(t))$	Rendimento da conversão CC-CA do inversor para dada $P_{CC}(t)$ no instante de tempo t	
$\eta_T(T_{SFV}(t))$	Rendimento do módulo fotovoltaico para dada temperatura do SFV para o instante de tempo t	
$\sigma [VP]$	Desvio padrão da variável aleatória VP	
$\sigma^2 [VP]$	Variância da variável aleatória VP	
σ_x	Desvio padrão da variável em análise x	
μ_x	Média da variável em análise x	

GLOSSÁRIO

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CE	Custo do Mix de Compra de Energia
CME	Custo Marginal de Expansão
CMPC	Custo Médio Ponderado do Capital
DRC	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica
DRP	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária
EUSD	Encargo do Uso do Sistema de Distribuição
FC	Fluxo de Caixa
FCD	Fluxo de Caixa Descontado
GC	Geração Convencional
GD	Geração Distribuída
GW	Gigawatt
HSP	Horas de Sol Pleno
kWh	Kilowatthora
MILP	<i>Mixed Integer Linear Programming</i>
MT	Média Tensão
MW	Megawatt
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
ONU	Organização das Nações Unidas
P2G	<i>Peer-to-grid</i>
P2P	<i>Peer-to-peer</i>
PR	<i>Performance Ratio</i>
p.u.	Por Unidade
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
SAE	Sistemas de Armazenamento de Energia
SFV	Sistemas Fotovoltaicos
SoC	<i>State of Charge</i>
TIR	Taxa Interna de Retorno
TIRM	Taxa Interna de Retorno Modificada
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
UC	Unidade Consumidora
UnB	Universidade de Brasília
ToU	<i>Time-of-use</i>
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
VPL	Valor Presente Líquido

INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

A crescente preocupação com as mudanças climáticas, a degradação ambiental e a exaustão de fontes fósseis tem impulsionado a transição energética global de matrizes baseadas em fontes não renováveis e poluentes para sistemas de geração limpos e renováveis (ONU, 2015). Nesse contexto, os SFV têm se consolidado como uma das principais tecnologias para a promoção de um setor elétrico sustentável, em virtude de seu baixo impacto ambiental durante a operação, modularidade e capacidade de integração em diversos níveis da rede elétrica.

No cenário mundial, a expansão dos SFV tem ocorrido de forma acelerada, impulsionada pela redução dos custos dos módulos, avanços tecnológicos e políticas públicas de incentivo, sendo destacável o papel da China, dos Estados Unidos e de países europeus na consolidação dessa tecnologia. No Brasil, país dotado de elevado potencial solar devido à sua extensão territorial e alta irradiação global média, a inserção de SFV também tem se intensificado, seja em grandes usinas centralizadas, seja na geração distribuída, apoiada por regulamentações que visam democratizar o acesso a fontes limpas (DOU, 2022) e reduzir a dependência de termelétricas fósseis no atendimento à demanda.

Apesar de seus benefícios ambientais e do potencial para reduzir a emissão de gases de efeito estufa, a inserção massiva de SFV nos sistemas elétricos não é isenta de desafios técnicos. A geração fotovoltaica apresenta caráter estocástico e intermitente, uma vez que ela depende diretamente das condições de irradiância solar, as quais estão sujeitas a variações sazonais, diárias e de curto prazo, como o sombreamento por nuvens. Essa variabilidade pode impactar a operação do sistema elétrico, acarretando oscilações de tensão, alterações nos fluxos de potência e dificuldades no planejamento da operação em tempo real (STECANELLA, 2020).

Nesse contexto, o uso de SAE, especialmente por meio de baterias (ISMAEL *et al.*, 2019),

(OLIVAL *et al.*, 2017) tem se apresentado como uma solução promissora para mitigar os impactos técnicos decorrentes da penetração elevada de SFV. As baterias possibilitam o deslocamento da energia gerada para horários de maior demanda ou maior valor de mercado, contribuem para o controle de frequência e tensão, e aumentam a previsibilidade do despacho de energia renovável. No entanto, a integração de SAE também impõe desafios técnicos e operacionais (TORQUATO *et al.*, 2018), (ISMAEL *et al.*, 2019) como a definição de estratégias de controle adequadas, a degradação ao longo do tempo e os requisitos de monitoramento e manutenção.

Do ponto de vista econômico, a transição energética demanda uma análise criteriosa que considere os desafios associados à viabilidade financeira da instalação de SFV e baterias (MCILWAINE *et al.*, 2021), (BALESTRA; AL., 2022), (CAMARGOS, 2022). Embora os custos dos módulos e das tecnologias de armazenamento tenham apresentado significativa redução na última década, os investimentos iniciais ainda são elevados, especialmente em sistemas com capacidade de armazenamento suficiente para atender à variabilidade estocástica da geração fotovoltaica. Além disso, os desafios técnicos anteriormente mencionados, como a necessidade de reforços na rede elétrica, sistemas de proteção e soluções de controle mais sofisticadas, podem resultar em custos adicionais, exigindo a formulação de políticas de incentivo e modelos de negócio que garantam a atratividade econômica sem comprometer a confiabilidade do sistema elétrico.

Portanto, a transição para fontes limpas e renováveis, tendo os SFV como vetor principal, representa um caminho necessário e estratégico para a sustentabilidade ambiental e a independência energética, mas requer uma abordagem integrada que contemple os aspectos técnicos, econômicos e operacionais, de forma a garantir a segurança energética, a estabilidade do sistema elétrico e a viabilidade financeira no processo de transição energética.

1.2 ESTADO DA ARTE

Por meio de investigações na literatura atinente, é possível encontrar trabalhos que contemplem aspectos técnicos e financeiros sobre o uso de SFV e SAE para o fornecimento de serviços ancilares. A seguir, tem-se a descrição de alguns destes trabalhos.

Em (MCILWAINE *et al.*, 2021), os autores, com base no mercado irlandês, realizaram um estudo para a identificação do potencial econômico das baterias em arranjos de mercado

visando-se a atração de investidores. Para tanto, eles executaram simulações com SAE concentrados, voltados para o fornecimento de serviços ancilares, avaliando os possíveis benefícios econômicos em comparação com os geradores fornecedores de regulação de frequência. Os resultados demonstram que em sistemas com elevadas parcelas de energia renovável, os custos referentes à geração e à emissão são reduzidos. Nesse contexto, estimou-se um payback de 4,8 anos, um retorno sobre os ativos de 22% a 12% a.a., para um investimento de £100-175k. Por outro lado, as análises de valor presente líquido (VPL) retornaram um valor positivo para investimentos de £100-150k a uma taxa de 7,3% a.a., e uma taxa interna de retorno (TIR) de 17% a.a. para um investimento de £100k. Cabe ressaltar que este trabalho não contempla os aspectos estocásticos do processo em sua análise. Além disso, ele é totalmente voltado para o mercado irlandês, o que inviabiliza a aplicação da metodologia empregada para análise de baterias concentradas no Brasil.

No estudo conduzido por Hammed (HAMEED *et al.*, 2023), os serviços ancilares fornecidos por SAE são responsáveis por manter a estabilidade e confiabilidade do sistema. Os autores investigam, sob a perspectiva de negócios e de dados históricos do mercado, a receita associada a cada serviço ancilar em uma janela temporal anual de acordo com as respectivas capacidades e disponibilidade do sistema dinamarquês. Segundo os autores, o principal serviço ancilar capaz de ser analisado sob uma perspectiva de modelo de negócios é o de regulação de frequência. A série temporal dos preços (hora a hora) e da disponibilidade da regulação de frequência dos últimos seis anos é utilizada. Os resultados indicam que o fornecimento de um único tipo de regulação de frequência culmina em uma receita de mais de US\$ 170k. Entretanto, a combinação do fornecimento de mais de um tipo de regulação de frequência constitui o caso mais atrativo, tendo em vista que ela aumenta em mais de 23% a receita total. O trabalho leva em consideração somente a perspectiva dos serviços prestados pelos consumidores.

Na dissertação de Balestra (BALESTRA; AL., 2022), são identificados e classificados diferentes modelos de negócios para que as distribuidoras criem, entreguem e capturem valor no relacionamento com a geração distribuída (GD). Os geradores enviam o excedente da energia para os SAE que fornecem em troca serviços ancilares. Em um modelo adotado em Vermont, nos EUA, em uma parceria entre a *Tesla* e a *Green Mountain Power*, os consumidores recebem um desconto em sua fatura, ao final do mês, de US\$ 13,50. Em contrapartida, a distribuidora

pode controlar o SAE com o objetivo de garantir segurança e confiabilidade na rede elétrica. Conforme mencionado no trabalho, no Brasil, ainda não há regulação para os SAE. Com isso, não é possível ter rentabilidade diretamente relacionada ao uso das baterias.

Em sua tese (MOREIRA, 2015), motivado pelo potencial dos SAE em prover serviços ancilares para o setor elétrico, busca apresentar um modelo de negócios que combine múltiplos serviços ancilares para as empresas distribuidoras de energia. Em adição, o autor investiga os aspectos econômicos e incentivos que podem ser utilizados com o objetivo de maximizar a receita e facilitar o desenvolvimento e a agregação dos SAE de forma eficiente e compatível no setor elétrico. O autor consegue validar a coordenação de múltiplos serviços ancilares, maximizando o benefício gerado pelos SAE que se converte em aumento da receita. Além disso, o emprego de incentivos possibilita um melhor aproveitamento dos recursos oferecidos pelos SAE, culminando em uma maior agregação de valor para a distribuidora.

Em (STAHL *et al.*, 2018), os autores investigam um cenário com a implantação de SAE de pequeno porte no mercado de eletricidade. Com este estudo, eles demonstram que o emprego de SAE, mesmo que em pequena escala, é capaz de ser convertido em lucro para seus proprietários. O estudo é aplicado sob a ótica do mercado alemão para três modelos de negócios diferentes: i) autoconsumo, ii) taxa fixa e iii) taxa fixa em conjunto com o mercado de balanceamento de potência. No contexto abordado, dentre os sistemas com a presença de baterias, o que apresentou uma maior rentabilidade tinha apenas 2 kWh de capacidade do SAE. No estudo realizado, condições favoráveis como os preços do mercado de eletricidade e o aumento do consumo podem favorecer a competitividade dos SAE, considerando-se um aumento da TIR. No entanto, as condições observadas no artigo são fixas para uma única unidade consumidora, não levando em consideração aspectos estocásticos do processo, bem como o comportamento desse SAE em uma rede de distribuição com muitas unidades consumidoras.

Em (JAMROEN, 2022), é realizada uma avaliação sobre o gerenciamento do estado de carga (SOC) das baterias ao prover regulação de tensão em uma rede de distribuição, com o intuito de determinar as vantagens e desvantagens de cada cenário de gerenciamento de SOC, com base na lucratividade deste processo. Cinco cenários foram investigados: i) manutenção do SOC, ii) restauração de SOC com interrupção, iii) restauração de SOC com zona morta, iv) restauração de SOC constante, sem interrupção, e v) restauração de SOC adaptativa com o objetivo de

comparar economicamente cada um deles. Para isso, os autores estimaram o VPL ao adotar valores referentes à regulação de tensão provindos da literatura. Os resultados apresentados indicam que os cenários ii), iii) e iv) apresentam maior atratividade financeira no tocante ao custo nivelado de energia. Entretanto, os autores comentam sobre a necessidade de alinhar os interesses econômicos com os regulatórios, objetivando uma maior estabilidade para o sistema.

Em (MOHAMED *et al.*, 2021), é proposta uma ferramenta capaz de avaliar tecnicamente e financeiramente um sistema contendo SFV e SAE em pequena escala. O controle das baterias é realizado em tempo real. Em adição, é utilizado um modelo de degradação dos SAE com o objetivo de avaliar financeiramente esse impacto. O modelo proposto requer como entradas variáveis técnicas e relacionadas à análise de custo-benefício. A estratégia de despacho das baterias é fundamentada na diferença entre a geração e a demanda da unidade consumidora, considerando-se um limiar de demanda. São investigados cenários com e sem a presença de SAE. Para aumentar a rentabilidade, é introduzida uma camada de otimização que visa maximizar o VPL. Por fim, os autores constatam que um sistema que possui apenas SFV, tem o seu *payback* em 16 anos. Por outro lado, o cenário que contempla os SAE teria seu *payback* após 30 anos, demonstrando que ele não é viável, comparado ao caso em que há apenas SFV. A investigação conduzida contempla informações sobre apenas uma unidade consumidora. Além disso, não é considerado o fornecimento de serviços ancilares.

A investigação de (CUCCHIELLA *et al.*, 2016) busca avaliar a rentabilidade de SFV em um contexto em que não há presença de incentivos e a rentabilidade de SAE dentro do mercado italiano. Para isso, é avaliado o VPL resultante da integração dos RED mencionados. Os autores investigam o valor do consumo próprio que deve ser atingido de maneira a tornar viável o uso de SAE. No total, são contemplados 7 cenários: i) inexistência de SFV (consumo total da rede), ii) energia total produzida na SFV é consumida, iii) produção de energia maior que a consumida (parte é armazenada), iv) produção em excesso e SOC de 100% do SAE, v) produção inferior à demandada (utiliza-se a energia das baterias), vi) não há produção de energia (energia armazenada é consumida) e vii) não há armazenamento (toda energia consumida é provida pela rede). Os sistemas fotovoltaicos possuem 3 kW e 6 kW de potência instalada e os SAE possuem de 0,5 kWh a 2 kWh por kW do SFV. Os autores demonstraram que a SFV é rentável em diferentes cenários. Entretanto, para que os SAE se tornem viáveis, é necessário um aumento

do consumo próprio de 31%, 35%, 38% e 42%, respectivamente para cada nível de capacidade proposto. O trabalho mencionado contempla apenas dois casos fixos de dimensionamento da SFV.

No trabalho de (YALDIZ *et al.*, 2021), os autores buscam maximizar a rentabilidade de prosumidores que têm a possibilidade de vender e comprar energia dentro de um mercado *peer-to-peer* (P2P). Para isso, é realizada uma otimização referente ao dimensionamento de SFV e SAE com o auxílio de um algoritmo de *mixed-integer linear programming* (MILP). Um estudo de caso é conduzido buscando-se comparar um cenário em que os prosumidores participam de um mercado P2P e um outro *peer-to-grid* (P2G). O sistema é composto por dois prosumidores e dois consumidores. O dimensionamento do SFV e do SAE depende se o modelo adotado é P2G ou P2P. Para o modelo P2G, o primeiro prosumidor tem capacidade fotovoltaica e de armazenamento, respectivamente, de 3,138 kW e 4,391 kWh, enquanto o segundo prosumidor apresenta 2,152 kW e 3,007 kWh. No modelo P2P, os valores são, respectivamente, 4,490 kW e 4,490 kWh para o prosumidor 1 e 4,215 kW e 5,998 kWh para o prosumidor 2. Por fim, os resultados demonstram que para o caso do prosumidor 1, sua rentabilidade é 2% maior para um modelo P2P, enquanto para o prosumidor 2, a rentabilidade é 20% maior, quando comparado com o modelo P2G. Em adição, os autores constatarem que o *payback* para o modelo P2G é de 13,5 anos, em contraste com o *payback* do modelo P2P que é de 12,5 anos. Entretanto, os cenários investigados são fundamentados em uma rede de baixa escala (apenas 4 unidades consumidoras), além de desconsiderar fatores estocásticos associados à geração das fontes renováveis.

Em (LIMA; FEIJÃO, 2022), é proposto um modelo estocástico MILP para contemplar cenários de geração e consumo com SFV e SAE ao considerar tarifas *Time-of-Use* (ToU) no contexto brasileiro. O modelo explora dois casos: i) livre exportação de energia para a rede e ii) sem exportação de energia para a rede. Os perfis de carga e geração utilizados foram fundamentados em um grande consumidor com demanda contratada de 2000 kW e foram consideradas pequenas variações entre 95% e 105% para gerar 2000 cenários distintos. O custo associado a cada módulo fotovoltaico com capacidade de geração de 330 Wp é de R\$ 850, com um tempo de vida útil de 20 anos e o custo associado aos SAE foi de R\$ 4000 para cada kWh. Ao contrastar os cenários *net-metering* e sem exportação de energia, os autores evidenciam que quando não há possibilidade de injetar energia na rede, a TIR é maior, indicando que os SAE têm maior

retorno financeiro nesse cenário.

Em (ZAKERI *et al.*, 2021), os autores investigam as melhores políticas públicas para viabilizar SAE em residências, buscando responder se o investimento conjunto em SFV e SAE é viável no mercado atual sem incentivos, quais políticas aumentam a rentabilidade dos SAE isolados ou integrados ao SFV, e qual o custo sistêmico ou regulatório de cada política em relação ao seu benefício. Para isso, foi realizada uma análise de sensibilidade para avaliar a robustez dos resultados de VPL encontrados, considerando parâmetros como taxa nominal de desconto, custo dos SAE, custo dos SFV e custo de operação e manutenção dos SFV. Os resultados demonstraram que determinadas políticas exercem impacto positivo na adoção de sistemas de SAE, além de evidenciar que a combinação entre SFV e SAE pode reduzir o custo da energia para os consumidores em percentuais que variam de 25% a 74%. No entanto, essa viabilidade econômica depende da implementação de políticas públicas adequadas. Entretanto, o trabalho considera uma única estratégia de despacho, além de modelar a potência do SFV para um único prosumidor, indicando a necessidade de futuras pesquisas que ampliem a variedade de estratégias de controle e diferentes níveis de penetração dos RED.

Da análise dos mencionados trabalhos, é possível observar que eles i) não abordam em suas metodologias diferentes níveis de penetração de RED, e não consideram ii) a estocasticidade dos aspectos técnicos e financeiros, e ainda, iii) a viabilidade econômica da integração na rede elétrica de SFV e SAE para o fornecimento de serviços ancilares.

1.3 OBJETIVOS

Este estudo tem como objetivo desenvolver uma metodologia estocástica para a avaliação conjunta i) dos impactos técnicos e econômicos associados à inserção de SFV e de SAE em alimentadores reais de redes de distribuição, e ainda, ii) da viabilidade econômica dos mencionados RED.

Para alcançar tal finalidade, estabelecem-se os seguintes objetivos específicos:

1. Simular, de forma estocástica, múltiplos dias ao longo do ano e diferentes posicionamentos dos RED na rede, contemplando variabilidades sazonais de irradiância solar, temperatura ambiente e velocidade do vento;

2. Avaliar os impactos técnicos das tecnologias integradas sobre os principais indicadores operacionais da rede, com ênfase em demanda, perdas técnicas e violações de tensão, considerando quatro estratégias de controle: autoconsumo, arbitragem de preços, *peak shaving* e *peak shaving low*;
3. Monetizar os impactos técnicos obtidos, de modo a quantificar os benefícios econômicos associados à operação da distribuidora com a presença dos RED;
4. Analisar a viabilidade econômica dos investimentos sob a ótica do prosumidor, com base em indicadores financeiros como VPL, TIRM e PBD, considerando diferentes estratégias operacionais e horizontes de investimento;
5. Realizar uma análise de sensibilidade com a redistribuição de parcelas do retorno financeiro obtido pela distribuidora aos prosumidores, proporcionalmente à capacidade de armazenamento instalada, visando identificar as condições sob as quais as estratégias se mostram economicamente mais atrativas;
6. Prover subsídios para o desenvolvimento de políticas públicas e modelos regulatórios que incentivem a integração eficiente, sustentável e economicamente viável das tecnologias analisadas, promovendo uma transição energética segura no contexto brasileiro.

1.4 CONTRIBUIÇÕES

A seguir, têm-se as principais contribuições deste trabalho:

1. Proposição de uma metodologia estocástica inédita que integra, de forma simultânea, a análise dos impactos técnicos, a monetização dos benefícios para a distribuidora e a avaliação da viabilidade econômica para os prosumidores: Diferentemente da maioria dos trabalhos presentes na literatura, que tratam isoladamente aspectos técnicos ou econômicos, este estudo adota uma abordagem abrangente, baseada em simulações de Monte Carlo, que considera múltiplos cenários sazonais de geração e demanda. Essa abordagem permite capturar a variabilidade intrínseca da geração fotovoltaica e dos padrões de consumo, promovendo uma avaliação mais realista e robusta da inserção de SFV e SAE em redes reais.

2. Desenvolvimento de uma análise de sensibilidade que articula os ganhos da distribuidora com mecanismos de redistribuição de benefícios para os prosumidores: O estudo introduz um procedimento inovador que permite mensurar como diferentes percentuais de repasse dos benefícios financeiros capturados pela distribuidora influenciam a atratividade econômica das estratégias de controle dos SAE. Tal abordagem fornece subsídios técnicos concretos para formulações regulatórias que incentivem modelos de compartilhamento de valor entre os agentes do setor elétrico, aspecto ainda incipiente nas contribuições existentes na literatura nacional e internacional.

1.5 ORGANIZAÇÃO DO MANUSCRITO

Este manuscrito está organizado de forma a proporcionar ao leitor uma compreensão estruturada e progressiva sobre a temática abordada, desde os fundamentos teóricos até a apresentação e discussão dos resultados obtidos.

No Capítulo 2, é apresentada a fundamentação teórica, na qual são discutidos os conceitos essenciais relacionados à modelagem e ao dimensionamento dos RED, características técnicas das grandezas elétricas da rede, bem como conceitos relacionados à viabilidade econômica.

O Capítulo 3 trata da metodologia, detalhando os procedimentos adotados para o desenvolvimento do estudo, incluindo o delineamento dos cenários analisados, os algoritmos vinculados a cada etapa de obtenção dos resultados técnicos, financeiros e da viabilidade econômica decorrentes da inserção das tecnologias analisadas.

No Capítulo 4, são descritos os materiais utilizados no trabalho, englobando as ferramentas computacionais empregadas nas simulações, os dados de entrada, os modelos de irradiância solar utilizados, bem como os parâmetros de custo, eficiência e características técnicas dos sistemas fotovoltaicos e das baterias consideradas nos cenários avaliados.

O Capítulo 5 apresenta os resultados e discussões, nos quais são expostos os resultados obtidos a partir das análises realizadas, destacando os impactos técnicos, financeiros e a viabilidade econômica observados em função dos diferentes níveis de penetração dos SFV, das estratégias de operação das baterias e da variabilidade estocástica do recurso solar. Além disso, realiza-se uma análise comparativa para as diferentes estratégias de controle.

Por fim, o Capítulo 6 traz as conclusões deste trabalho, sintetizando os principais achados e contribuições, destacando os avanços proporcionados pela pesquisa e sugerindo perspectivas para estudos futuros relacionados à integração de SFV e de SAE em larga escala, visando contribuir para a consolidação de uma matriz energética limpa, segura e economicamente viável.

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Posto que os trabalhos apresentados nesta dissertação se direcionam ao emprego de RED, compostos por SFV e SAE, o presente capítulo tem por objetivo principal a caracterização física e a fundamentação matemática que viabilizem a modelagem dos sistemas utilizados nas análises realizadas neste trabalho. A fim de que tal meta seja alcançada e proporcionando uma sequência didática para os procedimentos e sua compreensão, os estudos desenvolvidos no decorrer desta unidade compreendem:

- A apresentação da base teórica sobre a modelagem e o dimensionamento dos SFVs das UCs;
- A abordagem dos aspectos fundamentais relacionados à modelagem e ao dimensionamento dos SAEs;
- A exposição das características técnicas da rede de distribuição, a saber, os níveis de tensão, a demanda de pico e as perdas técnicas;
- Por fim, a sumarização das principais informações descritas ao longo do capítulo.

2.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

A geração proveniente de SFV pode ser realizada de duas formas principais:

A primeira delas consiste em um ambiente centralizado, normalmente gerando uma maior parcela de energia que será fornecida aos seus consumidores. Esse tipo de geração é característico de usinas geralmente distantes dos centros urbanos, o que torna necessário o uso de linhas

de transmissão para transportar a energia aos consumidores finais. A este tipo, dá-se o nome de Geração Centralizada ou Geração Convencional (GC).

A segunda forma apresenta geradores distribuídos, responsáveis por gerar parcelas menores de energia quando comparadas ao caso da GC. Eles constituem o que se denomina de GD. Dado que, em geral, não se demanda muita área para a instalação dos SFV desta categoria, eles encontram-se próximos às Unidades Consumidoras (UC). Cabe destacar dois principais ramos da GD, a minigeração e a microgeração. Estão classificados no primeiro ramo os casos em que a potência instalada se encontra entre 75 kW e 5 MW. No segundo ramo, a potência instalada deve ser inferior a 75 kW (ANEEL, 2018).

A Figura 2.1 contrasta a organização da geração, transmissão e distribuição para os casos da GC e GD.

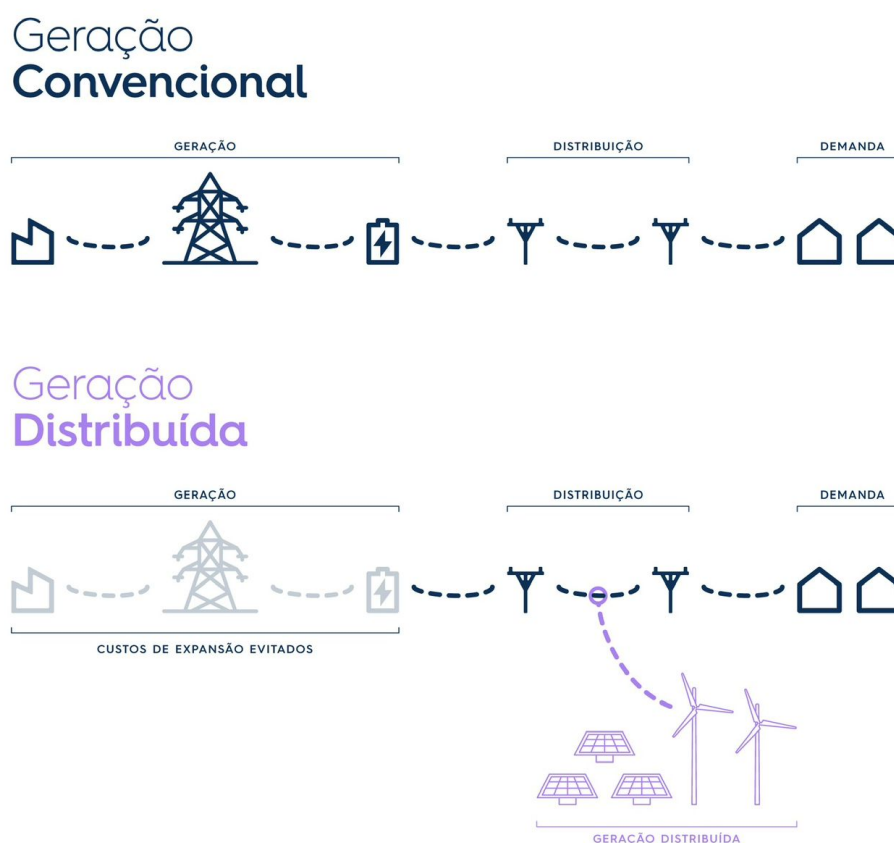


Figura 2.1. Esquema da disposição dos elementos da rede elétrica com a geração centralizada e geração distribuída (LIGY, 2023).

Como pode ser observado, na parte superior é mostrada a GC. Nela é possível notar que a geração se encontra distante das UCs, sendo necessária a transmissão e distribuição da energia

antes de alcançar o consumidor final. Por outro lado, na parte inferior está ilustrada a presença da GD no setor de distribuição, estando bem mais próxima, fisicamente, dos consumidores finais, postergando a necessidade de expansão da GC, que se encontra mais distante. Adicionalmente, fica evidente que ocorre uma redução do percurso total da energia, desde a geração até a entrega final às UCs.

2.2.1 Dimensionamento da Potência Instalada dos Sistemas Fotovoltaicos

A potência gerada por um SFV depende, fundamentalmente, da irradiação solar incidente. Para a compreensão do processo de geração fotovoltaica, torna-se imprescindível o conhecimento dos princípios que regem a conversão da energia solar em energia elétrica, bem como a familiarização com determinados conceitos fundamentais relacionados a essa tecnologia. A irradiância, expressa em $\frac{W}{m^2}$, é a razão entre a potência solar e uma determinada área de incidência. As horas de sol pleno (HSP) constituem uma representação comumente encontrada na literatura. Entende-se por HSP o tempo necessário para obter uma determinada quantidade de energia, considerando uma irradiância constante k . A referida constante tem o seu valor definido como $k = 1 \frac{kW}{m^2}$ (STECANELLA, 2020), que busca representar a irradiação solar na superfície terrestre.

Em adição, é importante considerar as perdas inerentes à geração fotovoltaica, por exemplo, em cabos e inversores, bem como aquelas relacionadas às variações da irradiação solar e às temperaturas do módulo fotovoltaico. Para a modelagem do sistema, considerou-se o *performance ratio* (PR), um parâmetro que agrupa as perdas citadas anteriormente. Com isso exposto, a equação (2.1) define a potência de pico instalada em cada SFV.

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

em que:

- P_{SFV} : Potência de pico instalada do SFV da UC [kW];
- E : Consumo médio diário da UC $[\frac{kWh}{dia}]$;
- k : Pico da irradiância típico na superfície terrestre $[\frac{kW}{m^2}]$;

- HSP : Horas de Sol Pleno $\left[\frac{kWh}{m^2 \cdot dia}\right]$;
- PR : *Performance Ratio* [adimensional].

2.2.2 Modelagem dos Sistemas Fotovoltaicos

Os fatores que influenciam a energia gerada pelos SFV podem ser divididos em duas partes:

- O rendimento da geração fotovoltaica depende diretamente das condições climáticas como a irradiância ao longo do tempo e as temperaturas dos módulos fotovoltaicos. Dessa forma, faz-se necessário obter a curva de irradiância para se compreender o comportamento da potência de geração ao longo do tempo, bem como as temperaturas associadas ao SFV. O rendimento da geração fotovoltaica está diretamente relacionado às curvas de irradiância, por outro lado, está inversamente relacionado à temperatura dos módulos fotovoltaicos.
- A conversão CA-CC.

$$P_{CC}(t) = P_{SFV} \times I_{rr}(t) \times \eta_T(T_{SFV}(t)) [kW] \quad (2.2)$$

$$P_{CA}(t) = P_{CC}(t) \times \eta_{Inversor}(P_{CC}(t)) [kW] \quad (2.3)$$

$$Q_{CA}(t) = P_{CA}(t) \times \frac{\sqrt{1 - FP^2}}{FP} [kVAr] \quad (2.4)$$

em que:

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

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

A Figura 2.2 apresenta uma modelagem equivalente para o processo de geração fotovoltaica.

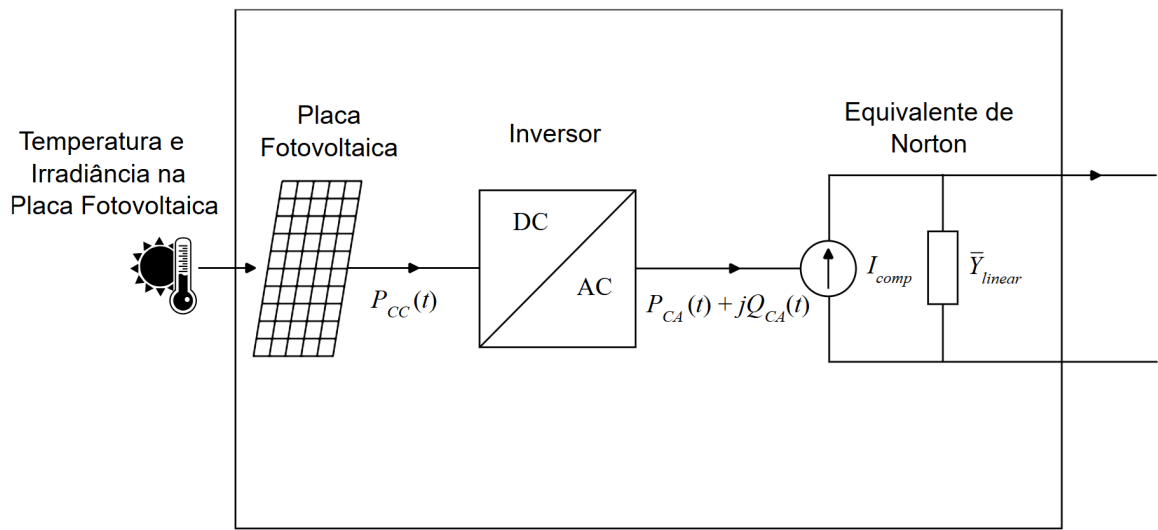


Figura 2.2. Ilustração do modelo do SFV (RADATZ *et al.*, 2020).

O processo de conversão CC-CA é realizado pelo inversor. A eficiência do processo depende do ajuste do ponto de operação do inversor, de tal forma que, quanto menor for a discrepância entre o ponto ajustado e a geração do SFV, maior será o rendimento. Analogamente, quanto maior a discrepância, menor será o aproveitamento.

Outro fator que influencia a eficácia do processo de geração é a temperatura do painel fotovoltaico, que depende das condições climáticas. Conforme observado (NETO *et al.*, 2017), três principais fatores devem ser levados em consideração, a saber i) irradiância, ii) velocidade do vento e iii) temperatura ambiente. No estudo conduzido por (TAMIZHMANI *et al.*, 2003), os autores analisaram diversas tecnologias de módulos fotovoltaicos, incluindo silício monocristalino, amorfo e policristalino. Utilizando um modelo baseado em redes neurais, foram definidos quatro coeficientes para estimar a temperatura do SFV, sendo um deles constante e os demais

representados pelas grandezas citadas acima. Ao longo de dois anos, os pesquisadores coletaram dados dos diferentes módulos fotovoltaicos para realizar a modelagem do comportamento térmico de acordo com os dados coletados. A equação (2.5), proposta e validada por (TAMIZHMANI *et al.*, 2003), é utilizada para calcular a temperatura do SFV com base nestes parâmetros.

$$T_{SFV}(t) = 0,943 \times T_{ambiente}(t) + 0,028 \times Irr(t) - 1,528 \times v_{vento}(t) + 4,3 [^{\circ}C] \quad (2.5)$$

em que:

- $T_{SFV}(t)$: Temperatura do SFV [$^{\circ}C$];
- $T_{ambiente}(t)$: Temperatura ambiente [$^{\circ}C$];
- $Irr(t)$: Irradiância [$\frac{W}{m^2}$];
- $v_{vento}(t)$: Velocidade do vento [$\frac{m}{s}$].

2.3 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Existe uma variedade de formas de armazenamento de energia elétrica, incluindo volantes de inércia, sistemas de bombeamento hidrelétrico reverso, ar comprimido, armazenamento térmico, supercondensadores, baterias e células a combustível de hidrogênio (IBERDROLA, 2023). Dentre essas tecnologias, o uso de baterias de íon de lítio destaca-se como uma das soluções mais comuns.

Uma das principais barreiras para a adoção em larga escala dessa tecnologia tem sido o elevado custo das baterias. No entanto, os preços das baterias de íon de lítio têm apresentado uma tendência de queda nos últimos anos (BNEF, 2024), o que é um indicativo positivo para sua expansão no mercado. Essa redução de custos pode viabilizar sua aplicação em maior escala, contribuindo para a viabilidade de SAE. A Figura 2.3 apresenta a evolução histórica dos preços das baterias de íon de lítio entre 2013 e 2024.

Como pode ser observado, há uma tendência nítida de redução do custo associado ao kWh das baterias. De 2013 a 2024, houve uma redução de quase 79% do preço do kWh da bateria.

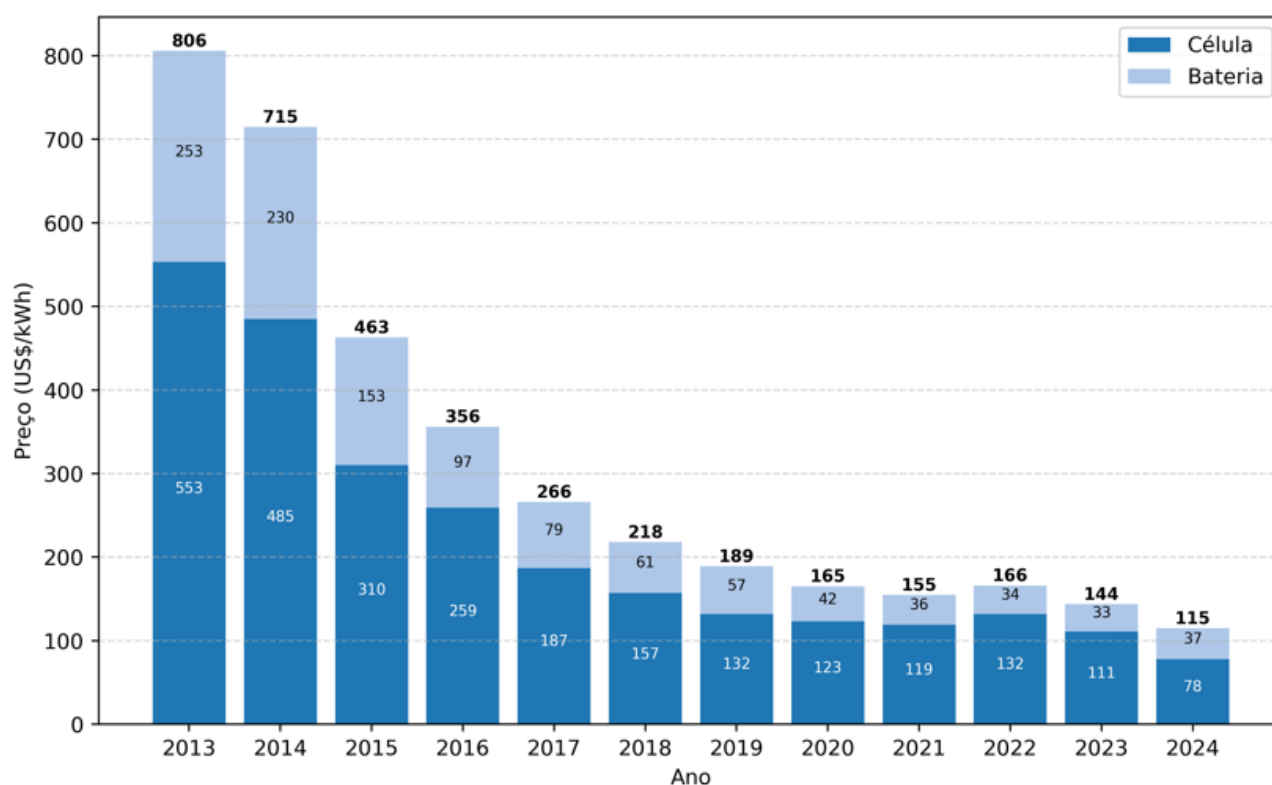


Figura 2.3. Evolução histórica dos preços de baterias de íon de lítio entre 2013 e 2024. Os valores apresentados são dados em US\$/kWh (BNEF, 2024).

Além da redução de custos, as baterias de íon de lítio apresentam outras vantagens relevantes. Sua elevada densidade energética e dimensões compactas facilitam a utilização como RED, além de torná-las adequadas para a prestação de serviços ancilares ao sistema elétrico.

Uma das principais características dos SAE é a capacidade de armazenar eletricidade em um momento e injetá-la na rede em outro, contribuindo para mitigar desequilíbrios entre geração e consumo. Essa funcionalidade torna os SAE especialmente valiosos para o suporte à rede elétrica.

Dentre os serviços ancilares que podem ser prestados por sistemas de baterias de íon de lítio, destacam-se a regulação de tensão e frequência, *congestion relief* e *peak shaving* (MAEYAERT *et al.*, 2020).

2.3.1 Estado de Carga do SAE

Os SAE armazenam energia elétrica e a forma mais direta de medir sua capacidade é pela quantidade de energia que pode ser acumulada C_{SAE} . Uma maneira alternativa de realizar a

medida é por meio do SoC do SAE, que é definido conforme a equação (2.6).

$$SoC(t) = \frac{C_{SAE}(t)}{C_{SAE}^{MAX}} \times 100 [\%] \quad (2.6)$$

em que:

- $SoC(t)$: Estado de carga do SAE no instante de tempo t [%];
- $C_{SAE}(t)$: Capacidade de armazenamento do SAE no instante de tempo t [kWh];
- C_{SAE}^{MAX} : Capacidade máxima de armazenamento do SAE [kWh].

2.3.2 Dimensionamento dos Sistemas de Armazenamento de Energia

Neste trabalho, para determinar a capacidade do SAE, é necessário levar em consideração dois fatores. O primeiro é a energia média consumida pela UC, e o segundo é o tipo de estratégia de controle de despacho a ser empregada, que determina o percentual de D_F . O dimensionamento do SAE pode ser obtido conforme a equação (2.7).

$$C_{SAE}^{MAX} = E \times D_F [kWh] \quad (2.7)$$

em que:

- D_F : Fator de dimensionamento do SAE [%].

2.3.3 Modelagem dos Sistemas de Armazenamento de Energia

Para a modelagem matemática das baterias, é necessário considerar o comportamento físico durante o processo de carga e descarga. A Figura 2.4 apresenta os principais elementos dessa etapa.

A bateria opera em dois modos distintos definidos pelo sentido de fluxo da corrente elétrica. No modo de carga, o SAE absorve energia elétrica da rede, acumulando-a nas baterias. Já no modo de descarga, o SAE fornece potência à rede elétrica a partir da energia previamente acumulada.

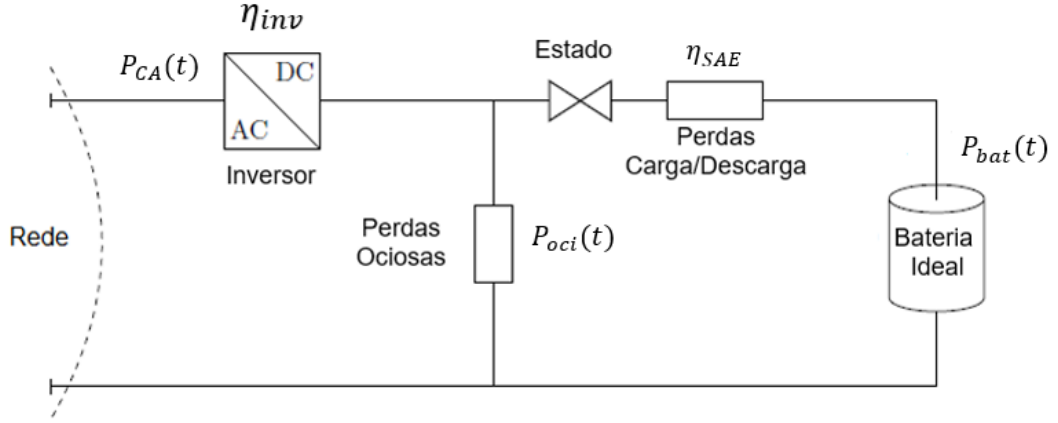


Figura 2.4. Ilustração dos elementos presentes na modelagem do SAE (CELISO *et al.*, 2020).

Como as baterias operam em CC, é necessário o uso de um inversor, responsável pela conversão entre CA e corrente contínua. No processo de troca de energia entre a rede e o armazenamento, são observadas perdas em três momentos: durante a conversão de energia realizada no inversor, no processo de carga e descarga da bateria e, por fim, no período em que os SAE se encontram ociosos, ou seja, no momento em que eles não estão sendo carregados e também não estão sendo descarregados.

As equações (2.8), (2.9) e (2.10) modelam a potência de recarga, a potência de descarga e a potência reativa associada ao inversor da bateria.

$$P_{bat}^{recarga}(t) = (P_{CA}(t) \times \eta_{Inv}(P_{CC}(t)) - P_{oci}(t)) \times \eta_{SAE} [kW] \quad (2.8)$$

$$P_{bat}^{descarga}(t) = \frac{P_{CA}(t)}{\eta_{Inv} \times \eta_{SAE}} + \frac{P_{oci}(t)}{\eta_{SAE}} [kW] \quad (2.9)$$

$$Q(t) = P_{CA}(t) \times \frac{\sqrt{1 - FP^2}}{FP} [kVar] \quad (2.10)$$

em que:

- $P_{bat}^{recarga}(t)$: Potência CC de carga da bateria para o instante de tempo t [kW]
- $\eta_{Inv}(P_{CC}(t))$: Rendimento da conversão CC-CA do inversor para dada $P_{CC}(t)$ no instante de tempo t [%];

- $P_{oci}(t)$: Perdas por ociosidade da bateria $[kW]$;
- η_{SAE} : Eficiência da carga/descarga da bateria $[\%]$;
- $P_{bat}^{descarga}(t)$: Potência CC de descarga da bateria $[kW]$;
- $Q(t)$: Potência reativa em CA $[kVAR]$;
- FP : Fator de potência da bateria.

2.3.4 Conceito das Estratégias de Controle

Para a análise dos cenários, serão adotadas quatro estratégias de controle, das quais duas são classificadas como não coordenadas e as outras duas como coordenadas. As estratégias não coordenadas operam de forma descentralizada, sem a presença de um agente central com acesso às informações do sistema ou capacidade de intervenção sobre o despacho dos recursos. Já as estratégias coordenadas pressupõem a existência de um agente centralizador, com capacidade de monitoramento da rede elétrica e de controle ativo sobre o despacho dos SAE.

As estratégias de controle das baterias propostas podem ser divididas da seguinte maneira:

- **Autoconsumo:** Define-se como autoconsumo a estratégia de controle em que os consumidores com SFV utilizam a energia gerada localmente para suprir seu próprio consumo e para o carregamento do SAE. Nessa abordagem, a energia acumulada nas baterias é posteriormente descarregada ao longo do dia, de modo a atender à demanda das UCs nos períodos em que a geração fotovoltaica não é suficiente. Assume-se que o consumidor instala um SAE com capacidade de armazenamento equivalente ao seu consumo médio diário antes da implantação do SFV. Dessa forma, os sistemas de armazenamento são capazes de reter parte do excedente de energia gerada nos períodos de pico solar que não é imediatamente consumido pela UC. Assim, a rede de distribuição é utilizada apenas para exportar o excedente de geração que supera a capacidade do SAE, ou para importar a energia adicional necessária ao suprimento da carga nos momentos em que a geração local e o armazenamento forem insuficientes;
- **Arbitragem de Preços:** A estratégia de arbitragem de preços tem como fundamento

as variações tarifárias ao longo do tempo, sendo motivada pela diferenciação do valor da energia elétrica conforme o período de consumo. Neste trabalho, adota-se a tarifa branca, a qual estabelece três faixas tarifárias distintas ao longo do dia: fora de ponta, intermediária e na ponta. Com base nessa estrutura tarifária, a estratégia consiste em armazenar, por meio dos SAE, o excedente de energia gerado pelos SFV durante os períodos de tarifa mais baixa (fora de ponta). Posteriormente, a energia acumulada é despachada para atender à demanda das UCs nos períodos de tarifa mais elevada, ou seja, durante as faixas intermediária e de ponta. Assume-se que o prosumidor utiliza um SAE dimensionado para atender, em média, ao seu consumo total nas faixas de horário intermediária e de ponta, maximizando assim os benefícios econômicos decorrentes da arbitragem tarifária;

- **Peak Shaving:** Utiliza-se um agente centralizador com acesso a informações da rede elétrica, responsável por determinar os períodos de descarga dos SAE. A estratégia adotada é baseada no fluxo de potência, em que o controle é guiado por medidas elétricas obtidas de um ponto de monitoramento específico, neste caso, o alimentador supervisionado pelo agente agregador. O valor da potência medida é comparado com um valor de referência previamente estabelecido. Quando a potência monitorada ultrapassa esse valor alvo, os SAE são acionados para descarregar suas baterias até que a potência na rede atinja o limite estabelecido ou até que a energia armazenada seja esgotada. Após a descarga, os SAE entram em estado ocioso. Essa estratégia visa limitar os picos de demanda, promovendo a redução da demanda máxima observada no alimentador. A recarga dos SAE ocorre quando a geração dos SFV excede o consumo instantâneo da unidade consumidora. Ressalta-se que as potências de carga e descarga dos SAE são restringidas pela capacidade nominal de seus respectivos inversores;
- **Peak Shaving Low:** Essa estratégia tem como principal objetivo evitar o fluxo reverso de potência, ou seja, busca-se impedir que a potência flua das UCs em direção ao alimentador, o que caracteriza uma condição de exportação de energia para a rede. Para isso, o agente centralizador exerce controle sobre a operação dos SAE, monitorando continuamente a potência no alimentador. Quando é detectada uma tendência de inversão no fluxo de potência, indicando que a geração dos SFV está superando o consumo local, o agente

aciona os SAE para que iniciem o processo de carregamento, absorvendo o excedente de energia. Por outro lado, o despacho das baterias ocorre nos momentos em que a demanda total da rede excede a geração fotovoltaica e o consumo das UCs, contribuindo assim para o equilíbrio do balanço energético local e para a redução de sobrecargas no sistema.

2.4 PARÂMETROS DA REDE

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

2.4.1 Níveis de Tensão

Dentre os aspectos relacionados à qualidade do fornecimento de energia elétrica encontra-se a tensão. Qualquer equipamento elétrico, para funcionar de forma adequada, deve ser conectado à rede com um nível de tensão que seja compatível com as especificações do fabricante. Para casos em que a tensão na rede é demasiadamente elevada, há o risco de se danificar equipamentos dos consumidores. De maneira contrária, nos casos em que a tensão na rede é baixa, o funcionamento adequado pode ser prejudicado.

Por meio da Resolução Normativa ANEEL n° 956/2021, que estabelece os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), a ANEEL fixou os critérios para a realização das medições dos níveis de tensão, bem como a definição da faixa adequada de operação. Dessa forma, restaram estabelecidas diretrizes relacionadas à qualidade dos serviços, dos produtos e das práticas comerciais de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2021b). A Figura 2.5 apresenta as faixas de tensão definidas pela ANEEL.

Para que qualquer equipamento elétrico opere adequadamente, é essencial que ele esteja conectado a uma rede cuja tensão esteja compatível com as especificações definidas pelo fabricante. Quando a tensão na rede é excessivamente elevada, há risco de danos aos equipamentos dos consumidores. Por outro lado, se a tensão for inferior ao necessário, o funcionamento normal dos dispositivos pode ser comprometido ou interrompido.

Com o objetivo de normatizar os padrões de qualidade do serviço, do produto e do aten-

dimento comercial no setor de distribuição, a ANEEL define, por meio de procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional, os critérios de medição e os limites adequados de operação em relação aos níveis de tensão no sistema elétrico nacional (ANEEL, 2021b). A Figura 2.5 ilustra as faixas de tensão estabelecidas pela ANEEL.

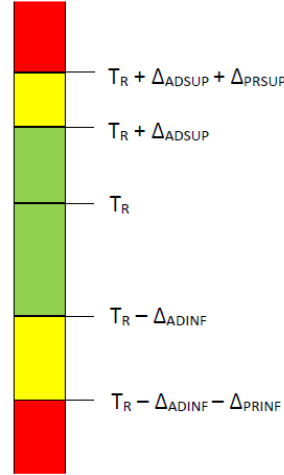


Figura 2.5. Limites de tensão estabelecidos pela ANEEL (ANEEL, 2021b).

Nota-se da Figura 2.5 três faixas diferentes para classificar a tensão. Em vermelho, encontram-se as faixas relativas às tensões estabelecidas como críticas. Em amarelo, está representado o intervalo constituído pelas tensões definidas como precárias. Por fim, o intervalo correspondente à cor verde equivale à faixa adequada de tensões. Os valores que definem as fronteiras de cada faixa de tensão são determinados conforme o tipo de fornecimento ao qual a unidade consumidora está conectada.

Em regime permanente, a qualidade da tensão fornecida é avaliada por meio de dois indicadores principais: Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária (*DRP*) e Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica (*DRC*). Para o cálculo desses indicadores, são realizadas 1008 medições da tensão elétrica, obtidas em intervalos regulares de 10 minutos.

Os valores de *DRP* e *DRC* são determinados com base nas equações (2.11) e (2.12).

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

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

em que:

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

Nos casos em que forem identificadas transgressões nos níveis de tensão, caracterizando fornecimento inadequado, a distribuidora deve realizar compensações financeiras às UCs conectadas ao ponto afetado. O valor da compensação é calculado por meio da equação (2.13), conforme estabelecido pela ANEEL em (ANEEL, 2021b).

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

em que:

- *comp_{tensao}*: Compensação financeira repassada ao titular da UC [R\$];
- *DRP_{limite}*: Limite de tolerância da Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária que equivale a 3%;
- $k_1 = 0$, caso $DRP \leq DRP_{limite}$;
- $k_1 = 3$, caso $DRP > DRP_{limite}$;
- *DRC_{limite}*: Limite de tolerância da Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica que equivale a 0,5%;
- $k_2 = 0$, caso $DRC \leq DRC_{limite}$;
- $k_2 = 7$, para consumidores atendidos em Baixa Tensão, caso $DRC > DRC_{limite}$;
- $k_2 = 5$, para consumidores atendidos em Média Tensão, caso $DRC > DRC_{limite}$;
- $k_2 = 3$, para consumidores atendidos em Alta Tensão, caso $DRC > DRC_{limite}$;
- *EUSD*: Encargo de Uso do Sistema de Distribuição [R\$].

A introdução de RED pode impactar significativamente o comportamento dos níveis de tensão nos pontos de conexão à rede elétrica. Um desbalanceamento entre geração e consumo pode provocar variações indesejadas na tensão, seja sua elevação ou redução. Quando há um aumento da carga, a tendência é que a tensão nos pontos de conexão diminua. Isso ocorre porque o aumento da demanda implica maior fluxo de corrente no sistema, o que, conforme a lei de Ohm, acarreta maiores quedas de tensão ao longo dos condutores e transformadores, resultando em situações de subtensão. Por outro lado, quando a geração local excede o consumo, há uma elevação nos níveis de tensão da rede. Esse excesso pode levar à ocorrência de sobretensões que, em casos extremos, podem comprometer a integridade de equipamentos conectados ao sistema.

2.4.2 Demanda de Pico

Dentro de uma rede de distribuição, diversos alimentadores são responsáveis por suprir energia elétrica às UCs a eles conectadas. Cada alimentador atende a uma região específica da área de concessão da distribuidora, fornecendo energia de acordo com a demanda local.

Uma forma eficaz de analisar o perfil de consumo energético é por meio da curva de carga, que representa graficamente a demanda atendida pelo alimentador ao longo do tempo. Essa curva permite visualizar variações no consumo em diferentes períodos do dia. Embora cada UC possua uma curva de carga própria, é possível classificá-las em três grandes categorias: residencial, industrial e comercial.

Cada classe apresenta padrões distintos de consumo ao longo do dia, refletindo suas características operacionais e hábitos de uso da energia elétrica. A Figura 2.6 ilustra a demanda média horária registrada ao longo do ano de 2024 pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (ONS, 2025).

Conforme ilustrado na Figura 2.6, a curva de demanda apresenta um comportamento médio crescente a partir das 4 horas da manhã, atingindo seu pico por volta das 19 horas. Após esse horário, observa-se uma tendência de queda na demanda. Esse padrão é característico das curvas de carga dos alimentadores, refletindo o aumento do consumo no período da tarde e início da noite, faixa horária em que, geralmente, os consumidores residenciais retornam às suas casas, utilizando chuveiros elétricos, eletrodomésticos e iluminação.

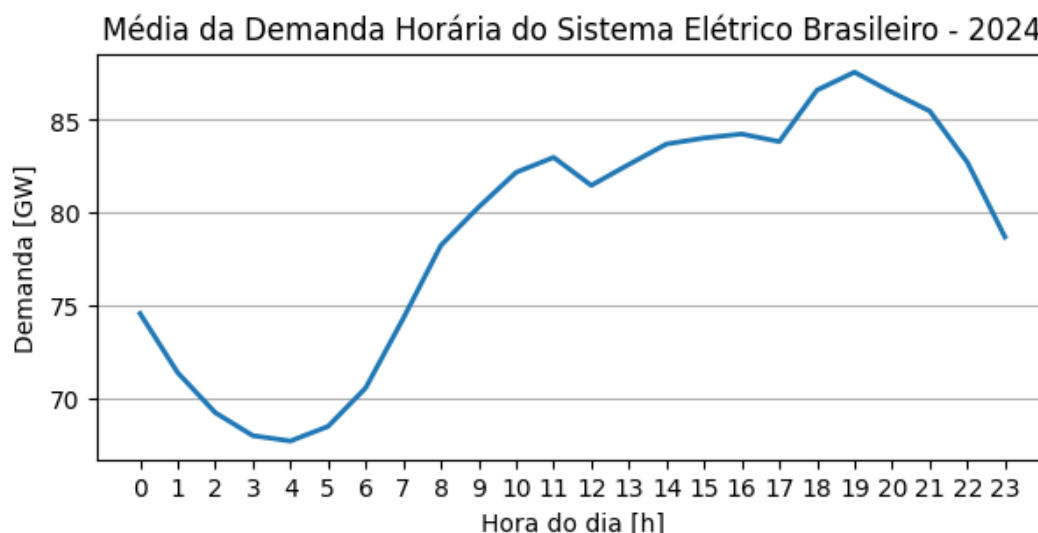


Figura 2.6. Curva de carga média do ano de 2024 (ONS, 2025).

Valores elevados de demanda implicam maiores correntes circulando pelo sistema, o que acarreta em aumento das perdas técnicas. Além disso, o crescimento da demanda pode exigir investimentos em reforços e ampliações da infraestrutura, especialmente na ampliação da capacidade dos alimentadores. Sob esse aspecto, do ponto de vista econômico, é do interesse das distribuidoras mitigar o crescimento da demanda, pois isso reduz os custos associados à expansão do sistema.

Os SFV impactam diretamente a demanda observada pelos alimentadores. Durante os períodos em que eles estão gerando energia, parte da potência que seria fornecida pela rede passa a ser suprida localmente pelo SFV, promovendo um alívio do alimentador. Este é um benefício relevante da inserção da geração distribuída. No entanto, há uma limitação: o pico de geração fotovoltaica ocorre, geralmente, entre o final da manhã e o início da tarde, o que não coincide com o pico de demanda, situado no final da tarde e no início da noite. Esse descompasso pode levar à injeção de excedentes de potência na rede, o que, por sua vez, pode provocar elevação dos níveis de tensão e aumento das perdas técnicas no sistema de distribuição.

2.4.3 Perdas Técnicas

As perdas técnicas são decorrentes dos processos elétricos envolvidos na geração, transmissão e distribuição de energia de um sistema elétrico. A dissipação de energia é inevitável, no entanto,

elas devem ser minimizadas (ANEEL, 2024b). A Figura 2.7 apresenta, de forma simplificada, o funcionamento de um sistema elétrico.

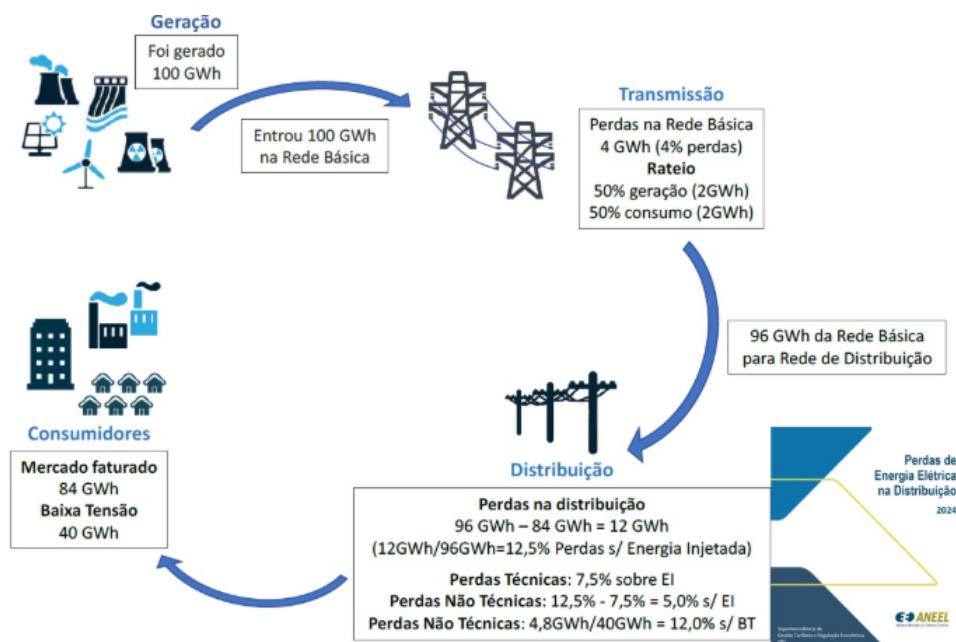


Figura 2.7. Representação das perdas dentro do sistema elétrico (ANEEL, 2024b).

Conforme pode ser observado pela Figura 2.7, o processo da transferência de energia elétrica até as UCs tem início com a geração de 100 *GWh* de energia que serão transportados ao longo da rede de transmissão. É inerente ao processo de transmissão de energia elétrica que haja perdas técnicas ao longo do caminho, tendo em vista a dissipação resultante do efeito Joule, reduzindo a energia efetiva que chega à distribuição. No exemplo ilustrado acima, a energia dissipada foi de 4 *GWh*. O restante está disponível para ser distribuído aos consumidores. Ao final do processo, as distribuidoras sabem o quanto de energia foi faturada. Com isso, é possível determinar as perdas totais na distribuição (para o exemplo mostrado acima, 12 *GWh*). Cabe destacar que, durante a distribuição, ocorrem dois tipos de perdas: as não técnicas e as técnicas.

As perdas não técnicas ocorrem principalmente por dois motivos: incertezas na medição da energia e os casos de furto.

Por outro lado, as perdas técnicas podem ser classificadas em duas categorias: perdas constantes e perdas variáveis. As perdas constantes estão associadas principalmente aos transformadores, resultando de fenômenos como histerese magnética e correntes parasitas (ou correntes de Foucault). Essas perdas são determinadas, em grande parte, pelas características construtivas dos transformadores e ocorrem independentemente do carregamento. As perdas variáveis

estão diretamente relacionadas à corrente elétrica que circula pelo sistema. Nesse caso, a potência dissipada nos condutores é proporcional ao quadrado da corrente, conforme descrito pela equação (2.14).

$$P_L = R \times I^2 [W] \quad (2.14)$$

em que:

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

A redução das perdas técnicas é um objetivo fundamental nos sistemas elétricos, dado o conjunto de benefícios que essa medida proporciona. Em primeiro lugar, a diminuição das perdas contribui diretamente para o aumento da eficiência no fornecimento de energia elétrica. Como consequência, reduz-se a quantidade de energia que precisa ser adquirida pelas distribuidoras, gerando economia operacional. Essa economia pode ser parcialmente repassada aos consumidores, resultando na redução de encargos regulatórios e tarifas de energia (ANEEL, 2024b).

A inserção de RED, especialmente dos SFV, possui o potencial de mitigar perdas técnicas. Isso se deve ao fato de que, na GD, o percurso da corrente elétrica até as unidades consumidoras é significativamente menor em comparação com a GC. Parte da corrente que antes percorria longas distâncias através das linhas de transmissão passa a circular apenas entre o SFV e a unidade consumidora local, reduzindo assim as perdas por efeito Joule. Além disso, é importante considerar que a introdução de SAE pode resultar em melhorias no gerenciamento de corrente na rede, resultando em ganhos ainda mais positivos, evitando a sobrecarga dos alimentadores em momentos de picos e evitando a ocorrência de fluxo reverso de potência (FRP).

2.5 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

A análise de viabilidade econômica busca quantificar e qualificar o retorno e o risco associado ao investimento de um projeto. Sendo assim, essa é uma etapa fundamental para a tomada de decisão da implementação ou não de um projeto.

Em geral, os estudos de viabilidade econômica baseiam-se na elaboração do fluxo de caixa projetado ao longo do horizonte de tempo do empreendimento, o qual presta-se como fundamento para o cálculo dos principais indicadores de viabilidade econômica.

2.5.1 Fluxo de Caixa Descontado

O Fluxo de Caixa Descontado (FCD) é um método comumente empregado na avaliação do valor de um projeto de investimento. Utiliza-se o conceito de valor do dinheiro no tempo para projetar e avaliar os fluxos de caixa esperados ao longo de todos os anos do horizonte de tempo do projeto, considerando o fato de que valores recebidos no futuro têm menor expressividade econômica quando comparados a recebimentos imediatos. Dessa forma, por meio da aplicação de uma determinada taxa de desconto, é possível converter os fluxos de caixa futuros para seu equivalente no presente, obtendo-se assim o valor atual do projeto. Com uma determinada taxa de desconto, é possível trazer todos os valores futuros para o presente, resultando no valor final do projeto no tempo presente.

2.5.2 Custo de Capital

O custo de capital é um conceito relacionado à taxa mínima de atratividade de um projeto, ou também ao custo de oportunidade. Ele está relacionado aos valores necessários para que o investimento no projeto seja atrativo para o investidor. Nesse sentido, o custo de capital é um importante fator a ser considerado no momento da tomada de decisão da implantação ou não do projeto, bem como na comparação aos indicadores financeiros.

2.5.3 Indicadores Financeiros

Em termos gerais, a tomada de decisão da aceitação ou não do projeto de investimento é fundamentada por meio dos chamados indicadores financeiros. Eles serão os responsáveis por quantificar e qualificar o retorno do investimento. Neste trabalho, serão considerados três indicadores: i) VPL, ii) TIRM e iii) PBD.

2.5.3.1 Valor Presente Líquido

O VPL pode ser definido conforme a equação (2.15).

$$VPL = \sum_{i=0}^T \frac{FC_i}{(1 + r_{desc})^i} [R\$] \quad (2.15)$$

em que:

- FC_i : Fluxo de caixa no período i [$R\$$];
- r_{desc} : Taxa de desconto dos fluxos de caixa do projeto, comumente chamada de Taxa Mínima de Atratividade (TMA) [%a.a.];
- T : Horizonte de tempo do projeto [anos].

Conforme pode ser observado da equação (2.15), o VPL é constituído por um somatório dos diferentes fluxos de caixa referentes a cada ano do horizonte de tempo do projeto, trazidos a valor presente por meio da taxa de desconto r_{desc} . O indicador pode ser entendido como o potencial financeiro líquido do projeto em análise. Usualmente, um VPL maior que zero indica que, ao final do horizonte de tempo do projeto, a riqueza líquida do projeto se traduz em lucro. Em contrapartida, interpreta-se que, para valores inferiores a zero, o projeto resulta em prejuízo para os seus investidores.

2.5.3.2 Taxa Interna de Retorno Modificada

O segundo indicador a ser contemplado nesse trabalho é a TIRM, que possui como fundamento a TIR, com algumas modificações. A TIR equivale à taxa de desconto que implica em

um VPL igual a zero. No entanto, para casos em que ocorre mais de uma inversão de sinal do fluxo de caixa, o indicador pode resultar em múltiplos valores. A TIRM contempla uma modificação com o objetivo de contornar esse comportamento, e para isso, emprega-se taxas de desconto distintas para os fluxos de caixa positivos e negativos. A TIRM pode ser calculada conforme a equação (2.16).

$$TIRM = \left[\frac{\sum_{i=0}^T FCP_i (1 + r_p)^{T-i}}{\sum_{i=0}^T \frac{|FCN_i|}{(1+r_N)^i}} \right]^{\frac{1}{A}} - 1 [\%] \quad (2.16)$$

em que:

- FCP_i : Fluxo de caixa positivo no período i [$R\$$];
- FCN_i : Fluxo de caixa negativo no período i [$R\$$];
- r_p : Taxa de aplicação dos recursos [%a.a.];
- r_N : Taxa de captação dos recursos [%a.a.]

Com a TIRM, o investidor compara o seu valor com a TMA. Para que o projeto seja considerado economicamente viável, basta que a TIRM seja igual ou superior à TMA. Caso contrário, o investimento é inviável.

2.5.3.3 Payback Descontado

O *payback* simples é um dos indicadores utilizados para avaliar a viabilidade financeira de um projeto. Seu conceito é direto: consiste na soma cumulativa dos fluxos de caixa até que o valor investido inicialmente seja recuperado. O resultado indica o tempo necessário para que o projeto gere retorno financeiro equivalente ao capital investido. No entanto, esse método não considera o valor do dinheiro no tempo, o que pode comprometer a precisão da análise.

Para contornar essa limitação, utiliza-se o *payback* descontado (PBD), que incorpora o valor temporal do dinheiro ao descontar os fluxos de caixa futuros com base em uma taxa de desconto. Diferentemente do *payback* simples, o PBD oferece uma análise mais realista do retorno do investimento, pois ele considera o custo de oportunidade do capital.

Para encontrar o valor do *payback* descontado, basta verificar o período i que torna o VPL igual a zero na equação (2.15).

A viabilidade de um investimento com base no PBD depende do prazo máximo estabelecido pelo investidor para recuperar o capital aplicado, bem como do horizonte de tempo do projeto. Se o PBD for superior a qualquer um desses limites, o projeto deve ser considerado inviável.

2.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente capítulo apresentou os fundamentos físicos e matemáticos relativos ao funcionamento e ao dimensionamento dos SFV e dos SAE, bem como os conceitos associados às estratégias de controle e aos parâmetros de rede utilizados nas análises deste trabalho.

Tendo em vista a fundamentação exposta, as seguintes considerações pontuais se apresentam como constatações sobre os modelos e procedimentos explorados:

- No que tange ao dimensionamento da potência instalada dos SFV, foram adotados procedimentos previamente disponibilizados na literatura, garantindo a adequada representação da geração solar de acordo com o perfil de irradiação e a demanda das unidades consumidoras;
- A modelagem dos SFV considerou suas características elétricas fundamentais, permitindo a avaliação do comportamento do gerador em condições dinâmicas a depender das condições climáticas;
- O estado de carga dos SAE foi caracterizado de forma a possibilitar o acompanhamento dinâmico do nível de energia armazenada ao longo do tempo, garantindo coerência com as estratégias de operação analisadas;
- O dimensionamento dos SAE seguiu critérios técnicos relacionados à demanda de energia, aos perfis de geração e às estratégias de controle, assegurando a viabilidade operacional do sistema no contexto de inserção de RED;
- Foram detalhados os conceitos das quatro estratégias de controle empregadas, destacando seus objetivos, particularidades operacionais e impactos nas condições técnicas do sistema

elétrico;

- Os parâmetros de rede, incluindo tensão, perdas e demanda, foram devidamente caracterizados, possibilitando a avaliação dos efeitos da inserção dos SFV e SAE no comportamento da rede de distribuição;
- Quanto à análise de viabilidade econômica, foram empregados os conceitos de fluxo de caixa descontado e custo de capital, estabelecendo os fundamentos para a avaliação financeira das alternativas propostas;
- Os indicadores financeiros utilizados, tais como VPL, TIRM e PBD, foram definidos e aplicados para a quantificação da atratividade econômica das soluções analisadas.

METODOLOGIA

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este capítulo apresenta a metodologia empregada para a realização de análises técnicas e financeiras relacionadas à integração de SFV e SAE em redes de distribuição, considerando distintos níveis de penetração e quatro estratégias de controle de despacho. Para tal, são conduzidas simulações estocásticas ao longo de diferentes dias e para diversos posicionamentos dos RED, de modo a viabilizar a avaliação dos impactos técnicos, financeiros e da viabilidade econômica das alternativas propostas. A fim de garantir uma sequência didática e facilitar a compreensão dos procedimentos adotados, o texto ora exposto segue organizado da seguinte forma:

- Apresentação da visão geral da metodologia;
- Exposição detalhada da metodologia para a obtenção dos impactos técnicos na rede elétrica;
- Apresentação da metodologia adotada para a monetização dos impactos técnicos, permitindo, assim, a comparação dos resultados de cada impacto com base em uma mesma unidade de referência;
- Descrição da metodologia utilizada para a obtenção dos indicadores financeiros empregados na análise de viabilidade econômica do projeto de inserção de RED e análise de sensibilidade vinculada ao prêmio;
- Síntese das informações apresentadas no capítulo.

3.2 VISÃO GERAL

A metodologia adotada baseia-se na simulação de diversos cenários, contemplando inicialmente a condição base sem a presença de RED, seguida por cenários com a inserção exclusiva de SFV e, posteriormente, com a inclusão conjunta de SFV e SAE. Cada cenário é analisado considerando a escolha aleatória de diferentes dias do ano (selecionados por meio de uma distribuição uniforme) e distintas localizações dos RED ao longo da rede de distribuição. Além disso, são avaliados múltiplos níveis de penetração dos RED, bem como quatro estratégias de controle de despacho das baterias.

Para viabilizar as simulações, que permitem atestar a eficácia da metodologia proposta, são utilizados dados de um alimentador real de uma distribuidora brasileira, juntamente com séries históricas de dados meteorológicos ao longo dos últimos 25 anos do local, de modo a refletir diferentes condições climáticas ao longo do período analisado. Todas essas informações são integradas ao modelo de simulação para a resolução do fluxo de potência, o qual constitui a base para a obtenção dos parâmetros técnicos utilizados na avaliação dos impactos decorrentes da inserção dos RED.

A Figura 3.1 apresenta um fluxo para a obtenção dos resultados técnicos, financeiros e da viabilidade econômica para cada estratégia, sintetizando a visão geral da metodologia.

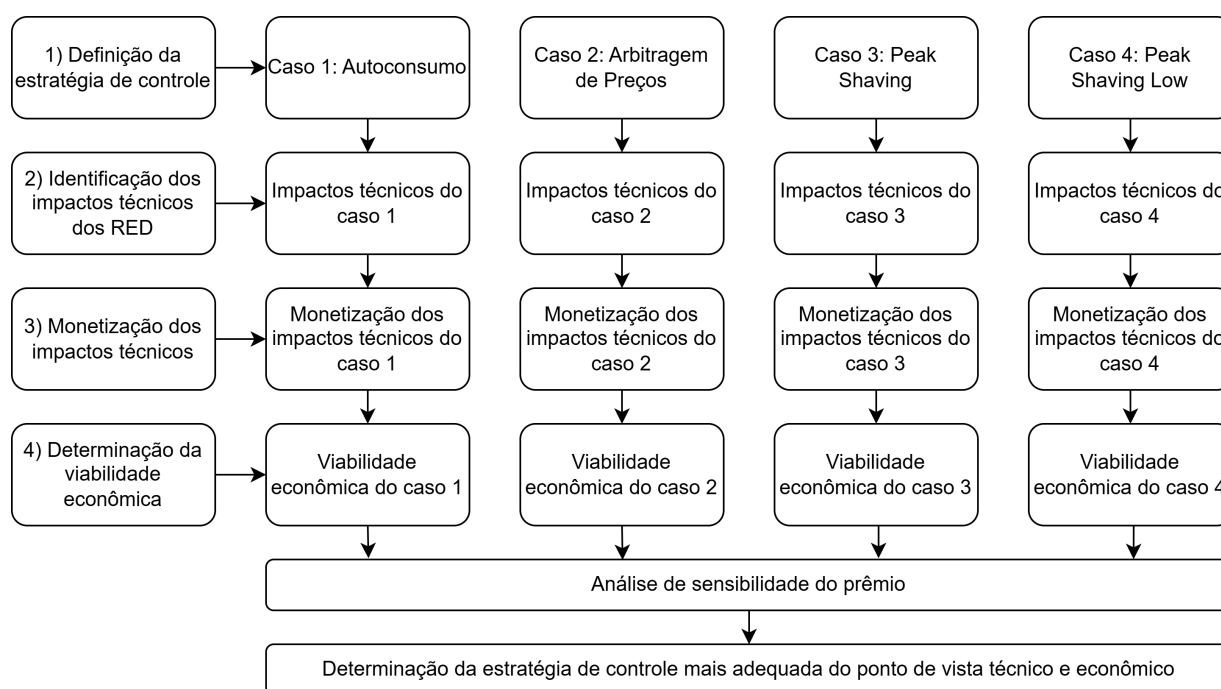


Figura 3.1. Diagrama do fluxo de aplicação dos algoritmos envolvendo cada caso estudado.

De acordo com a Figura 3.1, inicialmente são definidos os quatro casos a serem estudados, correspondentes às quatro estratégias de controle de despacho a serem analisadas. Em seguida, aplica-se o algoritmo de quantificação dos impactos técnicos para cada uma das estratégias. Com os resultados técnicos obtidos, prossegue-se para a etapa de monetização destes impactos. Na sequência, realiza-se a análise de viabilidade econômica. Ao final do processo, determina-se com base nos resultados das etapas anteriores, a estratégia de controle mais adequada do ponto de vista técnico e econômico.

3.3 IMPACTOS TÉCNICOS

Os impactos técnicos analisados neste estudo estão organizados em três categorias principais: tensão, demanda e perdas elétricas. Neste estudo, serão avaliados quatro casos distintos, correspondentes às diferentes estratégias de controle de despacho adotadas. Na sequência, serão descritas detalhadamente as grandezas elétricas consideradas na avaliação dos impactos técnicos.

3.3.1 Níveis de Tensão

O primeiro impacto técnico associado à introdução de RED a ser analisado está relacionado aos níveis de tensão nas barras de conexão das UCs. A ANEEL estabelece faixas adequadas de operação para os níveis de tensão, as quais variam de acordo com o nível de fornecimento de energia elétrica (ANEEL, 2021b). A Tabela 3.1 apresenta os limites regulamentares para a tensão de operação em UCs com fornecimento em BT e MT, conforme definido pela Resolução Normativa ANEEL nº 956, de 7 de dezembro de 2021.

Tabela 3.1. Faixa de operação de tensão estabelecida pela ANEEL

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

Para a quantificação das violações de tensão, inicialmente, foi identificada a quantidade de fases existentes no alimentador, equação (3.1), de modo a verificar, para cada fase, a conformidade dos níveis de tensão com os limites estabelecidos pela ANEEL. As violações foram

classificadas em duas categorias: sobretensão, quando os valores de tensão ultrapassam o limite superior permitido; e subtensão, quando os valores se encontram abaixo do limite inferior estabelecido pela regulamentação. Essa análise permite avaliar o impacto da inserção dos RED sobre a qualidade do fornecimento de energia elétrica nas UCs.

Para determinar as taxas de violações de tensão, foram utilizadas as equações (3.3), (3.4), (3.5) e (3.6).

$$N_\phi = \sum_{i=1}^{N_{UCs}} \Phi_i \quad (3.1)$$

$$V_{i,\phi} = \begin{cases} 1, & \text{caso a tensão da fase } \phi \text{ da UC } i \text{ se encontre fora da faixa adequada} \\ 0, & \text{caso a tensão da fase } \phi \text{ da UC } i \text{ se encontre dentro da faixa adequada} \end{cases} \quad (3.2)$$

$$V_h = \frac{100}{N_\phi} \sum_{i=1}^{N_{UCs}} \sum_{\phi} \Phi_i V_{i,\phi} [p.p] \quad (3.3)$$

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

$$V_S = \frac{1}{N_d} \sum_{d=1}^{N_d} V_d [p.p] \quad (3.5)$$

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

em que:

- N_ϕ : Total de fases presentes no alimentador;
- N_{UCs} : Total de UCs presentes no alimentador;
- Φ_i : Total de fases existentes na conexão da UC i ao barramento.
- $V_{i,\phi}$: Violação de tensão em regime permanente da fase ϕ do barramento de conexão da UC i ;

- V_h : Quantidade relativa média de violações de tensão do alimentador para a hora h do dia d simulado $[p.p]$;
- V_d : Quantidade relativa média de violações de tensão do alimentador para o dia d simulado $[p.p]$;
- V_S : Quantidade relativa média de violações de tensão do alimentador para um sorteio de posicionamento S $[p.p]$;
- V_{pen} : Quantidade relativa média de violações de tensão do alimentador para um cenário de penetração pen $[p.p]$.

Para cada configuração resultante de um sorteio de posicionamento dos RED S , é calculado um valor de delta, conforme (3.7), representando a variação dos resultados obtidos no cenário com RED em relação ao caso base, ou seja, aquele sem a presença de RED. Esse delta permite quantificar o impacto incremental associado ao nível de penetração dos RED em análise, servindo como métrica comparativa entre os diferentes cenários simulados.

$$\Delta V_S = V_S - V_0 [p.p] \quad (3.7)$$

em que:

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

Analogamente, o valor da variação da taxa das violações de tensão também é calculado ao considerar o nível de penetração em análise e o caso base, conforme a equação (3.8).

$$\Delta V_{pen} = V_{pen} - V_0 [p.p] \quad (3.8)$$

em que:

- ΔV_{pen} : Variação do valor percentual das violações de tensão para o nível de penetração pen em comparação com o caso em que o nível de penetração é igual a zero $[p.p]$;
- V_0 : Valor relativo médio das violações de tensão para o caso em que o nível de penetração é igual a zero $[p.p]$.

3.3.2 Demanda de Pico

Para determinar o valor da demanda de pico do alimentador, inicialmente, são calculadas as demandas horárias resultantes da resolução do fluxo de potência, conforme definido na equação (3.9). Com base neste conjunto de amostras, obtém-se o percentil 95, utilizado para representar a demanda máxima diária, conforme a equação (3.10). Em seguida, para cada sorteio de posicionamento dos RED, denotado por S , calcula-se o valor de pico da demanda com base na equação (3.11). Por fim, a demanda máxima associada a um determinado nível de penetração é obtida considerando o maior valor entre os picos de demanda resultantes de todos os sorteios S correspondentes àquele nível, conforme mostra a equação (3.12).

$$D_h = \sum_{i=1}^{N_{UCs}} D_i [kW] \quad (3.9)$$

$$D_d = P_{95} |D_h| [kW] \quad (3.10)$$

$$D_S = \max [D_d] [kW] \quad (3.11)$$

$$D_{pen} = \max [D_S] [kW] \quad (3.12)$$

em que:

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

- D_d : Demanda de pico do dia d simulado com probabilidade de 95% de não ser excedida $[kW]$;
- D_S : Demanda de pico da posição de sorteio S $[kW]$;
- D_{pen} : Demanda de pico para o cenário de penetração pen $[kW]$.

Para cada configuração resultante de um sorteio de posicionamento dos RED S , é calculado um valor de delta, conforme (3.13), representando a variação dos resultados obtidos no cenário com RED em relação ao caso base, ou seja, aquele sem a presença de RED. Esse delta permite quantificar o impacto incremental associado ao nível de penetração dos RED em análise, servindo como métrica comparativa entre os diferentes cenários simulados.

$$\Delta D_S = D_S - D_0 [kW] \quad (3.13)$$

em que:

- ΔD_S : Variação do valor da demanda de pico para o sorteio S em comparação com o caso em que o nível de penetração é igual a zero $[kW]$;
- D_0 : Demanda para o caso em que o nível de penetração é igual a zero $[kW]$.

Analogamente, o valor da variação da demanda de pico também é calculado ao considerar o nível de penetração em análise e o caso base, conforme a equação (3.14).

$$\Delta D_{pen} = D_{pen} - D_0 [kW] \quad (3.14)$$

em que:

- ΔD_{pen} : Variação do valor da demanda de pico para o cenário com nível de penetração igual a pen em comparação com o caso em que o nível de penetração é igual a zero $[kW]$;
- D_0 : Demanda para o caso em que o nível de penetração é igual a zero $[kW]$.

3.3.3 Perdas Técnicas

Para a determinação da média das perdas técnicas no alimentador, inicialmente, calculam-se as perdas horárias ao longo de um dia, e a média diária é, então, obtida com base nesses valores, conforme expressa a equação (3.15). Em seguida, para cada sorteio de posicionamento dos RED, denotado por S , calcula-se a média diária correspondente, representando as perdas associadas àquela configuração específica, equação (3.16). Por fim, a média das perdas técnicas para um determinado nível de penetração é obtida com base na média das perdas registradas em todos os sorteios S associados a esse nível, segundo a equação (3.17).

$$L_d = \frac{1}{N_h} \sum_h^{N_h} L_h [kWh] \quad (3.15)$$

$$L_S = \frac{1}{N_d} \sum_d^{N_d} L_d [kWh] \quad (3.16)$$

$$L_{pen} = \frac{1}{N_S} \sum_S^{N_S} L_S [kWh] \quad (3.17)$$

em que:

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

Para cada configuração resultante de um sorteio de posicionamento dos RED S , é calculado um valor de delta, conforme (3.18), representando a variação dos resultados obtidos no cenário com RED em relação ao caso base, ou seja, aquele sem a presença de RED. Esse delta permite quantificar o impacto incremental associado ao nível de penetração dos RED em análise, servindo como métrica comparativa entre os diferentes cenários simulados.

$$\Delta L_S = L_S - L_0 [kWh] \quad (3.18)$$

em que:

- ΔL_S : Variação do valor das perdas técnicas para o sorteio S em comparação com o caso em que o nível de penetração é igual a zero $[kWh]$;
- L_0 : Perdas técnicas para o caso em que o nível de penetração é igual a zero $[kWh]$.

Analogamente, o valor da variação das perdas técnicas também é calculado ao considerar o nível de penetração em análise e o caso base, conforme a equação (3.19).

$$\Delta L_{pen} = L_{pen} - L_0 [kWh] \quad (3.19)$$

em que:

- ΔL_{pen} : Variação do valor das perdas técnicas para o cenário com nível de penetração igual a pen em comparação com o caso em que o nível de penetração é igual a zero $[kWh]$;
- L_0 : Perdas técnicas para o caso em que o nível de penetração é igual a zero $[kWh]$.

3.3.4 Níveis de Penetração

O nível de penetração refere-se à proporção de REDs integrados à rede de distribuição, expressa em termos percentuais. A seguir, descreve-se o procedimento adotado para o cálculo dos níveis de penetração dos SFV e SAE.

Para a determinação do nível de penetração dos SFV, considera-se a potência máxima total de geração fotovoltaica instalada na rede, obtida com base na soma das potências dos SFV instalados em todas as UCs, conforme definido na equação (3.20).

$$P_{SFV}^{max} = \sum_{i=1}^{N_{UC_s}} P_{SFV_i} [kW] \quad (3.20)$$

em que:

- P_{SFV}^{max} : Potência máxima instalada de SFV para o alimentador. $[kW]$;
- P_{SFV_i} : Potência máxima instalada do SFV da UC i $[kW]$;
- N_{UC_s} : Número total de UCs do alimentador. $[kW]$.

Esse valor é então utilizado como referência, de modo que a relação entre a potência instalada de SFV para um dado nível de penetração, denotada por P_{penSFV} , e a potência máxima instalada de SFV que pode ser instalada para o alimentador, representada por P_{SFV}^{max} , define o nível de penetração, conforme estabelecido na equação (3.21).

$$pen_{SFV} = \frac{P_{penSFV}}{P_{SFV}^{max}} \times 100 [p.p] \quad (3.21)$$

em que:

- pen_{SFV} : Nível de penetração do SFV $[p.p]$;
- P_{penSFV} : Potência instalada dos SFVs para um dado nível de penetração pen_{SFV} $[kW]$;
- P_{SFV}^{max} : Potência máxima instalada de SFV para o alimentador. $[kW]$.

3.3.5 Parâmetros das Estratégia de Controle

Neste trabalho, são consideradas quatro estratégias de controle de despacho dos SAE, classificadas em duas categorias principais: estratégias não coordenadas e estratégias coordenadas. As estratégias não coordenadas operam de forma descentralizada, sem a atuação de um agente central com visibilidade ou controle sobre o sistema elétrico. Por outro lado, as estratégias coordenadas pressupõem a existência de um agente centralizador responsável por monitorar a rede e coordenar o despacho dos SAE com base em informações sistêmicas. As subseções a seguir apresentam os critérios adotados para definição das condições de despacho das baterias em cada uma das estratégias analisadas.

3.3.5.1 Autoconsumo

O SAE possui uma capacidade de armazenamento dimensionada com fator de dimensionamento unitário ($D_F = 1$), conforme estabelecido na equação (2.7). Isso implica que a capacidade de armazenamento do SAE é equivalente ao consumo médio diário de energia da respectiva UC.

Nesta estratégia, o balanço energético entre a geração do SFV e a demanda da UC determina o comportamento do SAE: quando a geração excede a demanda, o sistema é configurado para armazenar o excedente de energia; quando a demanda supera a geração, o SAE injeta potência na rede para complementar o suprimento da carga.

Adota-se, como condição inicial, um estado de carga igual a 50%, com a profundidade de descarga limitada a 80%, a fim de mitigar o desgaste prematuro das baterias. Adicionalmente, é importante destacar que tanto a potência de carga quanto a de descarga do SAE estão limitadas à potência nominal do inversor da UC.

3.3.5.2 Arbitragem de Preços

Na estratégia de arbitragem de preços, o SAE possui uma capacidade de armazenamento dimensionada com um fator de dimensionamento proporcional ao percentual do consumo da UC nas faixas horárias intermediária e de ponta.

Essa abordagem visa garantir que o SAE seja capaz de suprir a demanda do prosumidor nos períodos de maior custo da tarifa branca, evitando o consumo de energia da rede nesses intervalos. O despacho do SAE segue a lógica do balanço de potência entre geração fotovoltaica e demanda, conforme descrito na subseção anterior.

No entanto, nesta estratégia, há uma condição adicional associada ao horário: o SAE somente pode armazenar energia durante os períodos classificados como fora de ponta; a injeção de potência só é permitida durante os horários intermediários ou de ponta. Para esta estratégia, considera-se um estado de carga inicial igual a 20%, e uma profundidade de descarga de 80%, respeitando os limites operacionais que visam preservar a vida útil da bateria. Adicionalmente, ressalta-se que tanto a potência de carga quanto a de descarga estão limitadas à potência nominal do inversor da UC.

3.3.5.3 *Peak Shaving* (Controle da Demanda)

O SAE possui uma capacidade de armazenamento dimensionada com fator de dimensionamento unitário ($D_F = 1$), conforme estabelecido na equação (2.7).

Nesta estratégia, o despacho das baterias é gerenciado por um agente controlador, o qual monitora continuamente a demanda do alimentador da rede de distribuição. O objetivo principal é manter a demanda abaixo de um limite pré-determinado. Assim, quando a demanda do alimentador tende a ultrapassar esse valor de referência, os SAE são acionados para injetar potência na rede, contribuindo para o alívio da carga no sistema. A recarga das baterias segue o mesmo princípio do balanço de potência: a carga do SAE ocorre apenas quando há excedente de geração fotovoltaica em relação à demanda local.

Adota-se um estado de carga inicial de 20%, e uma profundidade de descarga de 80%, de modo a preservar a vida útil do sistema de armazenamento. Por fim, tanto a potência de carga quanto a potência de descarga estão limitadas à potência nominal do inversor da respectiva UC.

3.3.5.4 *Peak Shaving Low* (Fluxo Reverso de Potência)

O dimensionamento dos SAE nesta estratégia também é realizado com fator de dimensionamento unitário ($D_F = 1$). O comportamento operacional é semelhante ao da estratégia anterior, com a diferença de que o valor de referência da demanda monitorada pelo agente controlador é inferior.

Nesse contexto, observa-se a tendência de redução da demanda no alimentador, a qual pode levar à inversão do fluxo de potência, caracterizada pela exportação de energia das UCs para a rede. Quando essa condição é identificada, os SAE são acionados para carregar as baterias, com o objetivo de aumentar a carga local e, assim, evitar o fluxo reverso. Por outro lado, a descarga dos SAE ocorre conforme indicado pelo balanço de potência, ou seja, sempre que a demanda das UCs for superior à geração instantânea dos SFV.

Adota-se um estado de carga inicial de 20% e uma profundidade de descarga de 80%, de forma a preservar a vida útil dos sistemas de armazenamento. Tanto a potência de carga quanto a de descarga permanecem limitadas pela potência nominal dos inversores das UCs.

As informações das subseções anteriores encontram-se sumarizadas nas Tabelas 3.2 e 3.3.

Tabela 3.2. Parâmetros utilizados para as estratégias de Autoconsumo e Arbitragem de Preço

Parâmetro	Autoconsumo	Arbitragem de Preço
Potência Máxima	Potência instalada de SFV (Inversor)	Potência instalada de SFV (Inversor)
Capacidade de Armazenamento	Consumo médio diário	Consumo médio diário nos horários referentes aos patamares intermediários (16h00-17h59 e 21h00-21h59) e na ponta (18h00-20h59)
Profundidade de Descarga	80%	80%
Estado de Carga Inicial	50%	20%
Carga (Condição)	Quando a energia gerada pelo SFV exceder a demanda	Quando a energia gerada pelo SFV exceder a demanda e no horário fora de ponta
Carga (Potência)	Diferença entre a geração e a demanda, limitado pelo inversor	Diferença entre a geração e a demanda, limitado pelo inversor
Descarga (Condição)	Quando a energia gerada pelo SFV for maior que a demanda	Quando a energia gerada pelo SFV for maior que a demanda e no horário intermediário ou de ponta
Descarga (Potência)	Diferença entre a demanda e a geração, limitado pelo inversor	Diferença entre a demanda e a geração, limitado pelo inversor

Tabela 3.3. Parâmetros utilizados para as estratégias *Peak Shaving* e *Peak Shaving Low*

Parâmetro	<i>Peak Shaving</i>	<i>Peak Shaving Low</i>
Potência Máxima	Potência instalada do SFV (Inversor)	Potência instalada do SFV (Inversor)
Capacidade de Armazenamento	Consumo médio diário	Consumo médio diário
Profundidade de Descarga	80%	80%
Estado de Carga Inicial	20%	20%
Carga (Condição)	Quando a energia gerada pelo SFV exceder a demanda	Quando o limite inferior da demanda for atingido
Carga (Potência)	Diferença entre a geração e a demanda, limitado pelo inversor	Limitada pelo inversor
Descarga (Condição)	Quando o limite superior da demanda for atingido	Quando a demanda for maior que a energia gerada pelo SFV
Descarga (Potência)	Limitada pelo inversor	Diferença entre a geração e a demanda, limitado pelo inversor

3.3.6 Simulação de Monte Carlo

O método de Monte Carlo é uma técnica utilizada para a análise de simulações estocásticas, permitindo a consideração de variabilidades inerentes ao sistema estudado. No contexto deste trabalho, o método é empregado para simular diferentes cenários representativos de dias do ano, incorporando as variações climáticas que impactam diretamente a geração fotovoltaica, como a irradiância solar, a temperatura ambiente e a velocidade do vento. Além da variabilidade temporal, também são considerados diferentes posicionamentos dos RED ao longo da rede de distribuição, permitindo a análise do impacto espacial da sua integração. Essa abordagem possibilita uma avaliação mais robusta e estatisticamente fundamentada dos impactos decorrentes da inserção dos RED na rede elétrica (VIEIRA, 2016).

Para avaliar a convergência ou determinar o critério de parada da simulação estocástica, foi adotado o coeficiente de variação (CV) como métrica estatística, calculado conforme a equação (3.22). De forma geral, considera-se que a simulação atingiu convergência quando o valor do CV se estabiliza abaixo de um limite previamente definido, usualmente entre 5% e 6%, desde que tenham sido simulados, no mínimo, uma quantidade pré-estabelecida de dias representativos e

posicionamentos distintos dos RED.

$$CV = \frac{\sigma_x}{\mu_x \sqrt{n}} \quad (3.22)$$

em que:

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

Para a análise de cada cenário de penetração dos RED, são considerados cinco parâmetros principais para definição do critério de parada da simulação: o número mínimo de dias simulados (N_d^{min}), o número máximo de dias (N_d^{max}), o número mínimo de posicionamentos (N_S^{min}), o número máximo de posicionamentos (N_S^{max}) e o valor do coeficiente de variação (CV).

Com o objetivo de garantir resultados estatisticamente robustos e representativos, realizam-se, no mínimo, N_d^{min} simulações para um dado posicionamento S . Com base nestas simulações, é possível calcular os impactos técnicos para os diferentes dias, e, com isso, determinar o coeficiente de variação associado aos dias simulados para o posicionamento S , denotado por CV_d , conforme definido na equação (3.23).

$$CV_d = \max [CV_{V_d}, CV_{D_d}, CV_{L_d}] \quad (3.23)$$

Analogamente, realizam-se, no mínimo, N_S^{min} simulações para um determinado cenário de penetração. Para cada posicionamento sorteado, obtêm-se as grandezas técnicas correspondentes: tensão (V_S), demanda (D_S) e perdas (L_S). Com base nestes resultados, é possível calcular o coeficiente de variação associado aos diferentes posicionamentos, denotado por CV_S , conforme estabelecido na equação (3.24).

$$CV_S = \max [CV_{V_S}, CV_{D_S}, CV_{L_S}] \quad (3.24)$$

3.3.7 Algoritmo de Determinação dos Impactos Técnicos

A Figura 3.2 representa o fluxograma da determinação dos impactos técnicos para um alimentador decorrentes da inserção de RED.

1. Utilizar a série histórica meteorológica para obter uma distribuição de probabilidades das grandezas climáticas com o objetivo de gerar um cenário climático estocástico para um ano completo.
2. Definir a estratégia de controle de despacho do SAE a ser considerada na simulação;
3. Iniciar a simulação pelo caso base (sem presença de RED);
4. Inicializar o contador de sorteios de posicionamento: ($N_S = 1$);
5. Verificar a presença de SAE: Se houver, prosseguir para o próximo passo; Caso contrário, pular para o passo 8;
6. Realizar o sorteio do posicionamento dos SAE nas UCs;
7. Dimensionar os SAE com base no perfil de consumo de cada UC;
8. Verificar se o nível de penetração fotovoltaica é igual a zero: Se não for, prosseguir para o próximo passo; Caso contrário, pular para o passo 11;
9. Realizar o sorteio do posicionamento dos SFV nas UCs;
10. Dimensionar os SFV com base nos dados de consumo das UCs e nos dados meteorológicos;
11. Realizar o sorteio de um dia e inicializar o contador de dias ($N_d = 1$);
12. Definir a primeira hora do dia a ser simulada: ($h = 0$);
13. Executar a simulação do fluxo de potência para o horário h ;
14. Verificar se todas as horas do dia foram simuladas: Se sim, prosseguir para o próximo passo; Caso contrário, incrementar h e retornar ao passo 13;
15. Calcular os valores médios de: demanda de pico, perdas técnicas, e Violações de tensão, bem como os respectivos coeficientes de variação dos dias simulados CV_d ;

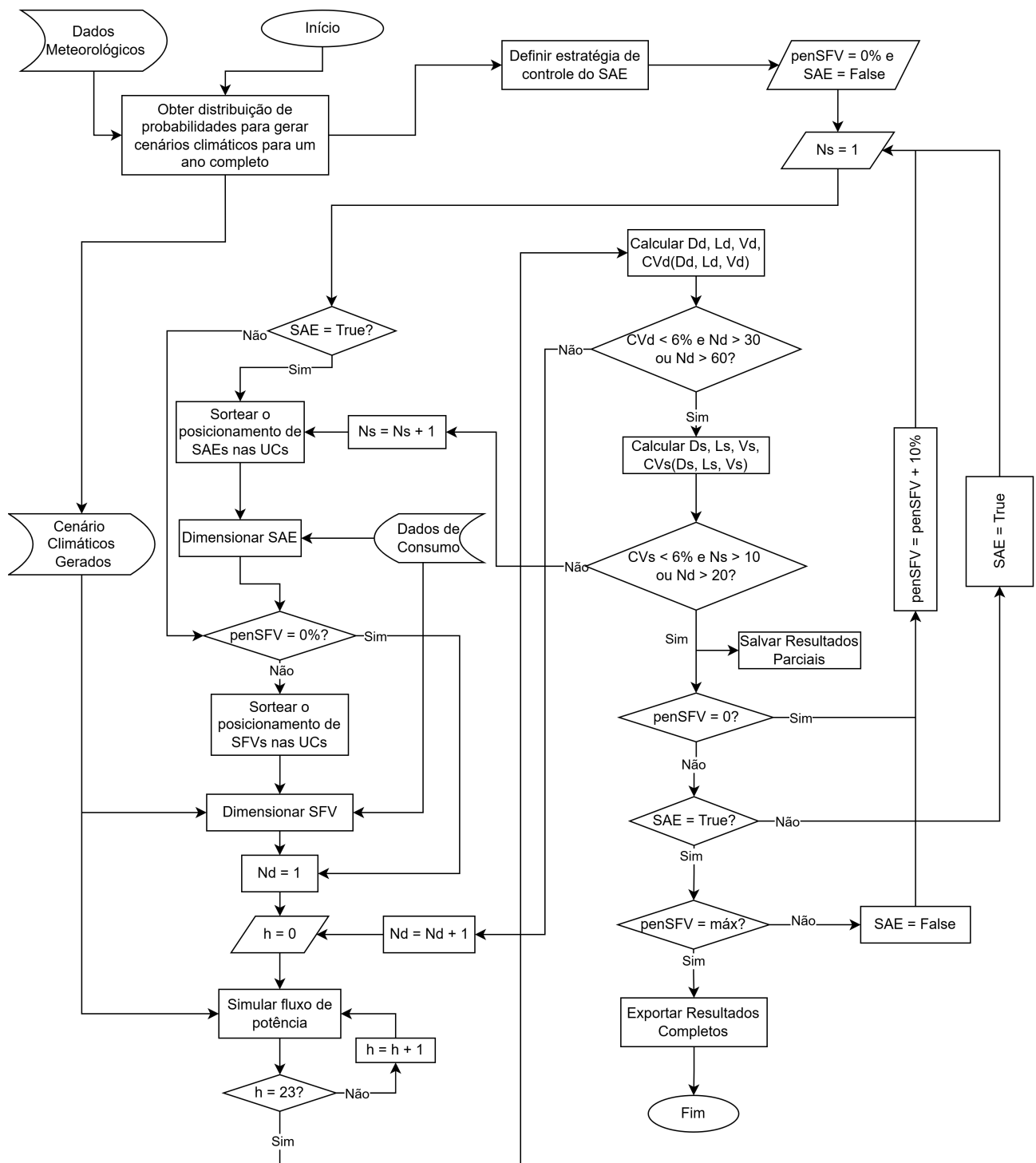


Figura 3.2. Diagrama apresentando o algoritmo para a obtenção dos impactos técnicos.

16. Verificar o critério de parada por dias: Se o maior CV_d for inferior a 6% e $N_d \geq 30$, ou se $N_d > 60$, prosseguir; Caso contrário, incrementar N_d e retornar ao passo 12;
17. Calcular novamente os valores médios de demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão, agora considerando as diferentes posições sorteadas, bem como os respectivos CV_S ;
18. Verificar o critério de parada por sorteios: Se o maior CV_S for inferior a 6% e $N_S \geq 10$, ou se $N_S > 20$, salvar os resultados parciais e prosseguir; Caso contrário, incrementar N_S e retornar ao passo 6;
19. Verificar se o nível de penetração dos SFV era igual a zero: Se sim, incrementar o nível de penetração em 10% e retornar ao passo 4; Caso contrário, prosseguir;
20. Verificar a presença de SAE: Se ainda não houver, ativar a presença de SAE e retornar ao passo 4; Caso contrário, seguir ao próximo passo;
21. Verificar se o nível de penetração dos SFV atingiu o valor máximo: Se sim, exportar os resultados da simulação técnica para uma planilha e encerrar a simulação; Caso contrário, ajustar para o caso sem SAE, incrementar o nível de penetração em 10% e retornar ao passo 4.

Na próxima seção, será detalhada a metodologia empregada para determinar os impactos financeiros.

3.4 IMPACTOS FINANCEIROS

A metodologia adotada para a obtenção dos impactos financeiros está fundamentada na ótica da distribuidora de energia. Nesse enfoque, os impactos técnicos são convertidos em valores monetários, com o objetivo de quantificar economicamente os efeitos associados a cada grandeza técnica analisada. Essa abordagem permite avaliar como as alterações observadas em termos de tensão, demanda e perdas técnicas se traduzem em custos operacionais para a distribuidora.

3.4.1 Níveis de Tensão

Conforme estabelecido pela ANEEL, as distribuidoras de energia elétrica têm a obrigação de assegurar o fornecimento de energia dentro dos limites adequados de tensão. Quando essa exigência não é atendida, ou seja, quando ocorrem não conformidades nos níveis de tensão, a distribuidora deve realizar compensações financeiras aos consumidores afetados, como forma de reparo pelos prejuízos decorrentes da baixa qualidade do fornecimento.

Para estimar o custo associado ao fornecimento de energia elétrica com níveis de tensão fora dos limites regulamentares, foi empregada a equação (3.25), conforme a metodologia proposta em (STECANELLA, 2020). Essa equação permite quantificar, em termos monetários, os impactos decorrentes das não conformidades de tensão, considerando os critérios de compensação definidos pela regulação vigente.

$$V_{\$}^{pen} = \frac{-\Delta V_{pen} \times 3 \times TUSD \times CA_{aliment}}{100} [R\$] \quad (3.25)$$

em que:

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

Considera-se que a distribuidora, ao identificar desvios nos níveis de tensão, realiza intervenções na configuração da rede elétrica com o objetivo de corrigir essas não conformidades. Dessa forma, assume-se que o custo associado às violações de tensão ocorre uma única vez ao longo do período analisado, após a introdução dos RED. Para expressar esse custo em valores presentes, aplica-se o Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC), conforme demonstrado na equação (3.26).

$$VP_V^{pen} = \frac{V_{\$}^{pen}}{1 + CMPC} [R\$] \quad (3.26)$$

em que:

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

3.4.2 Demanda de Pico

Para monetizar os impactos técnicos associados à demanda de pico, considera-se que esses custos estão vinculados à necessidade de expansão da rede elétrica e à substituição ou reforço de equipamentos do sistema de distribuição, com o objetivo de suportar a nova potência máxima demandada. Para essa estimativa, adota-se o Custo Marginal de Expansão (CME), conforme metodologia proposta por (STECANELLA, 2020), e representado pela equação (3.27).

$$D_{\$}^{pen} = -\Delta D_{pen} \times CME [R\$] \quad (3.27)$$

em que:

- $D_{\pen : Valor da monetização da demanda de pico para um dado nível de penetração [$R\$$];
- ΔD_{pen} : Variação do valor da demanda de pico para o nível de penetração pen obtida através da função de distribuição de frequência relativa de ΔD_S [kW];
- CME : Custo Marginal de Expansão [$\frac{R\$}{kW}$].

Vale destacar que os custos associados à demanda de pico são considerados apenas no primeiro ano após a inserção dos RED, uma vez que a expansão da rede realizada nesse momento é presumida como suficiente para suportar aumentos de carga ao longo de um período prolongado. Para trazer esse custo pontual para valor presente, aplica-se novamente o CMPC, conforme demonstrado pela equação (3.28).

$$VP_D^{pen} = \frac{D_{\$}^{pen}}{1 + CMPC} [R\$] \quad (3.28)$$

em que:

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

3.4.3 Perdas Técnicas

As perdas técnicas são monetizadas com base nos valores históricos do Custo de Energia (CE), expressos em $R\$/kWh$. Tais perdas impactam diretamente a eficiência do sistema de distribuição e estão diretamente associadas ao aumento dos custos incorridos pela distribuidora na compra de energia elétrica. A equação (3.29) é empregada para monetizar os custos associados à inserção dos RED, considerando as perdas técnicas observadas para um determinado nível de penetração. Essa abordagem permite quantificar, em termos financeiros, o impacto da integração dos RED sobre a eficiência energética da rede e os custos operacionais da distribuidora.

$$L_{\$,t}^{pen} = -\Delta L_{pen} \times CE \times 365 \left[\frac{R\$}{ano} \right] \quad (3.29)$$

em que:

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

Diferentemente das grandezas anteriores, os custos associados às perdas técnicas são recorrentes ao longo de todo horizonte de tempo do projeto, uma vez que refletem perdas contínuas na operação da rede. Nesse contexto, torna-se necessário ajustar o CE para cada ano do horizonte de análise, de forma a refletir projeções de preços ao longo do tempo. Além disso, os

custos anuais estimados devem ser trazidos a valor presente, utilizando o CMPC como taxa de desconto. A equação (3.30) estabelece o cálculo do valor presente das perdas técnicas, permitindo a quantificação acumulada dos impactos financeiros ao longo do período de avaliação.

$$VP_L^{pen} = \sum_{t=1}^T \frac{L_{\$,t}^{pen}}{(1 + CMPC)^t} [R\$] \quad (3.30)$$

em que:

- VP_L^{pen} : Valor presente referente à monetização dos impactos gerados pelas perdas técnicas decorrentes da inserção de RED para um nível de penetração pen [R\$];
- $L_{\$,t}^{pen}$: Valor da monetização das perdas técnicas para um dado nível de penetração pen e ano t $\left[\frac{R\$}{ano}\right]$.
- T : Horizonte de tempo do projeto [anos].

3.4.4 Impacto Financeiro Total

Após a obtenção dos impactos financeiros individualizados para cada uma das grandezas técnicas analisadas, violações de tensão, demanda de pico e perdas técnicas, é possível calcular o valor presente total associado à inserção dos RED, conforme definido na equação (3.31). O valor presente total representa o prejuízo ou benefício líquido, em termos monetários, decorrente da integração dos RED à rede elétrica, acumulado ao longo de 25 anos, correspondente ao horizonte de tempo do projeto.

$$VP_{total}^{pen} = VP_V^{pen} + VP_D^{pen} + VP_L^{pen} [R\$] \quad (3.31)$$

em que:

- VP_{total}^{pen} : Valor presente total referente à monetização dos impactos gerados pela inserção de RED para um nível de penetração pen [R\$];
- VP_V^{pen} : Valor presente referente à monetização dos impactos gerados pelas violações de tensão decorrentes da inserção de RED para um nível de penetração pen [R\$];

- VP_D^{pen} : Valor presente referente à monetização dos impactos gerados pela demanda de pico decorrentes da inserção de RED para um nível de penetração pen [R\$];
- VP_L^{pen} : Valor presente referente à monetização dos impactos gerados pelas perdas técnicas decorrentes da inserção de RED para um nível de penetração pen [R\$];

3.4.5 Algoritmo de Determinação dos Impactos Financeiros

A Figura 3.3 representa o fluxograma da determinação dos impactos financeiros decorrentes da integração dos RED.

1. Determinar a linha de tendência dos valores históricos do CE e obter os erros associados
2. Estabelecer a distribuição de frequência acumulada de ΔD_S , ΔL_S e ΔV_S e dos erros de CE;
3. Iniciar o nível de penetração de SFV em 0%;
4. Iniciar a *flag* de presença de SAE como falsa;
5. Iniciar o contador de simulações ($n = 1$);
6. Iniciar o contador de anos ($ano = 1$);
7. Estima-se o valor de ΔD_{pen} e ΔV_{pen} com base nas curvas de distribuição acumuladas das variáveis ΔD_S e ΔV_S ;
8. Monetizam-se os impactos técnicos associados à demanda de pico do alimentador ($D_{\pen) e às violações de tensão ($V_{\pen);
9. Estimar o valor do CE com base na soma do valor futuro estimado, obtido por meio da extrapolação linear da tendência histórica, com um termo de erro selecionado aleatoriamente com base na distribuição de frequência acumulada. Em seguida, escolher aleatoriamente um valor de ΔL_S com base na curva de distribuição acumulada;
10. Determinar o impacto financeiro anual associado às perdas técnicas do alimentador ($L_{\$}$) para um dado ano e nível de penetração pen ;

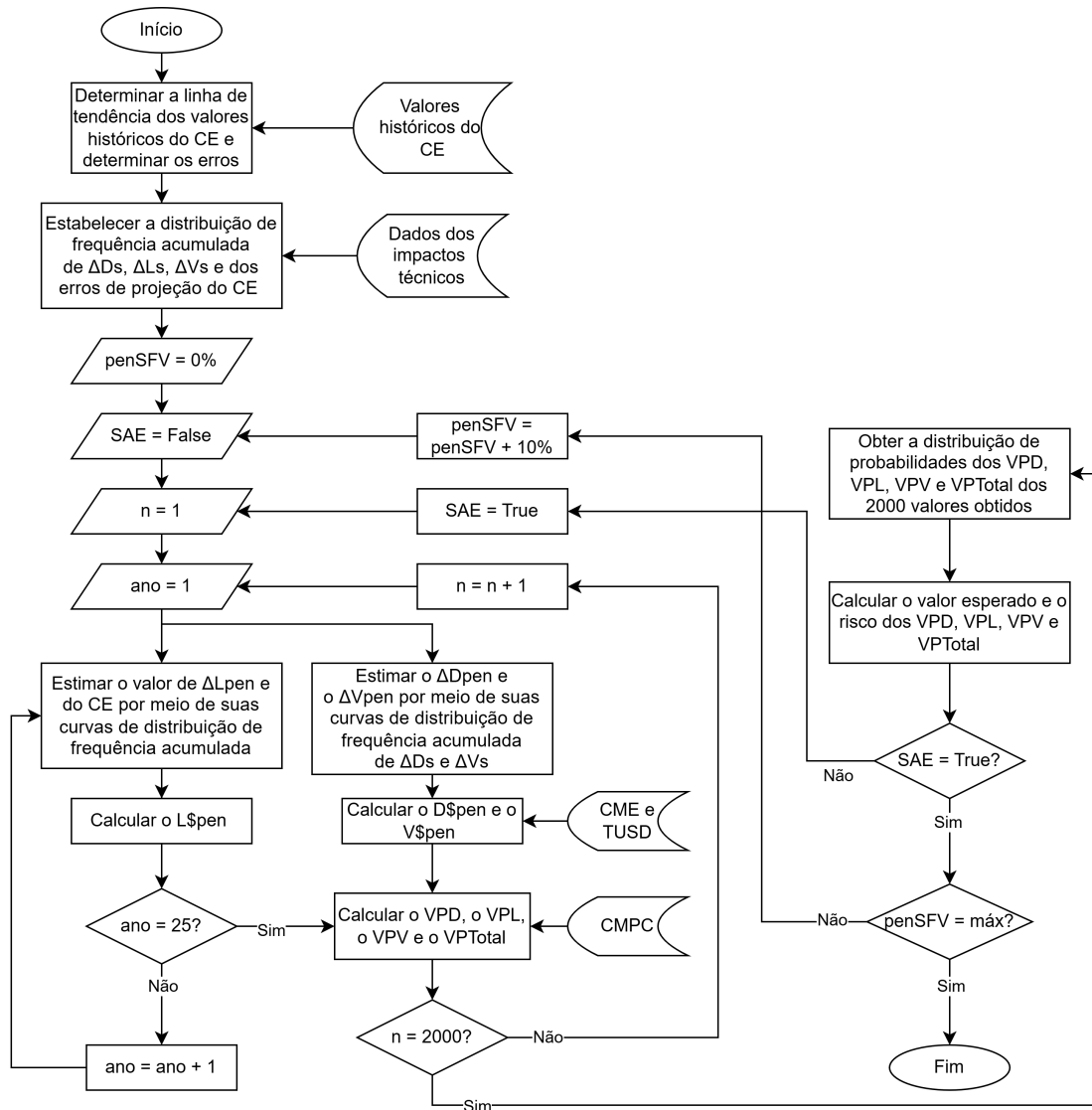


Figura 3.3. Fluxograma para obtenção dos impactos financeiros.

11. Se o ano for igual a 25, executar o passo 12. Caso contrário, incrementar o ano e executar o passo 9;
12. Calcular o valor presente da demanda de pico (VP_D), das perdas técnicas (VP_L), das violações de tensão (VP_V) e do total (VP_{Total});
13. Se o número de simulações for igual a 2000, executar o passo 14. Caso contrário, incrementar o número da simulação e retornar ao passo 6;
14. Obter a distribuição de probabilidade dos valores presentes obtidos (VP_D , VP_L , VP_V e VP_T);
15. Calcular o valor esperado do valor presente ($E[VP]$) e o risco associado ($\sigma[VP]$) à mone-

tização dos impactos técnicos relativos à demanda de pico, às perdas técnicas, às violações de tensão e ao total conforme definido pelas respectivas equações (3.32), (3.33) e (3.34).

$$E[VP] = \sum_{i=1}^{\infty} VP_i \times p(VP_i) \quad (3.32)$$

$$\sigma[VP] = \sqrt{\sigma^2[VP]} \quad (3.33)$$

$$\sigma^2[VP] = E[VP^2] - \{E[VP]\}^2 \quad (3.34)$$

em que:

- $E[VP]$: Valor esperado da variável aleatória VP ;
 - VP_i : Valor i da variável aleatória VP ;
 - $p(VP_i)$: Probabilidade de ocorrência da variável aleatória VP_i ;
 - $\sigma[VP]$: Desvio padrão da variável aleatória VP ;
 - $\sigma^2[VP]$: Variância da variável aleatória VP .
16. Se a *flag* do SAE for verdadeira, executar o passo 17. Caso contrário, ajustar a *flag* para verdadeira e retornar ao passo 5;
 17. Se o nível de penetração for máximo, a simulação é encerrada. Caso contrário, somar 10% ao nível de penetração e retornar ao passo 4;

3.5 VIABILIDADE ECONÔMICA

Esta seção apresenta o modelo de fluxo de caixa desenvolvido, bem como o algoritmo utilizado para a análise de viabilidade econômica da integração conjunta de SAE e SFV no sistema de distribuição.

3.5.1 Modelo Fluxo de Caixa

O fluxo de caixa (FC) consiste em um modelo contábil que representa as entradas e saídas financeiras associadas a um projeto ao longo do tempo. Para sua construção, é necessário

identificar as fontes de receita (entradas) e as despesas operacionais e de capital (saídas), de forma a possibilitar a avaliação da viabilidade econômica do investimento.

Neste trabalho, adotou-se o modelo de Fluxo de Caixa Livre da Empresa (FCLE) como base para a análise de viabilidade econômica do projeto, sob a perspectiva do consumidor que, de forma voluntária, decide instalar um conjunto de SFV e SAE. A Figura 3.4 apresenta a estrutura geral do fluxo de caixa utilizada para esta avaliação.



Figura 3.4. Modelo adotado para o fluxo de caixa.

- **Receita:** corresponde à parcela do custo de energia elétrica evitada em decorrência da instalação dos SFV e SAE. Nesse contexto, considera-se que a UC passa a utilizar prioritariamente a energia gerada e/ou armazenada pelos RED, reduzindo assim a dependência do fornecimento de energia pela distribuidora. A receita anual associada ao caso em que estão presentes SAE e SFV, pode ser calculada conforme apresentado na equação (3.35).

$$R(t) = 365 \cdot T_e(t) \cdot EG_{pen} \quad (3.35)$$

em que:

- $R(t)$: Receita referente à geração/despacho do conjunto de SFV e SAE [R\$];
- $T_e(t)$: Valor da tarifa de energia no ano t [R\$/kWh];
- EG_{pen} : Energia gerada pelo conjunto de SFV para o nível de penetração pen [kWh];
- **Despesas Operacionais:** Contempla os custos de manutenção dos RED ao longo do horizonte de tempo do projeto. Este custo é calculado como um percentual sobre o valor total do investimento realizado na inserção dos RED, conforme definido na equação (3.36).

$$D_{O\&M}(t) = C_{O\&M} \cdot (I_{SAE} + I_{SFV}) \quad (3.36)$$

em que:

- $D_{O\&M}(t)$: Despesas operacionais referentes aos RED no ano t [R\$];

- $C_{O\&M}$: Custo percentual associado à O&M dos RED [%];
- I_{SAE} : Investimento inicial referente aos SAE [R\$];
- I_{SFV} : Investimento inicial referente aos SAE [R\$];
- **Lucro:** é definido como a diferença entre a receita e as despesas operacionais
- **Investimento:** É o valor gasto pelo consumidor na compra/substituição e instalação dos equipamentos relacionados aos RED, definido pela equação (3.37).

$$I = C_{SAE_{pen}} \cdot C_{SAE}^{\$} + P_{pen_{SFV}} \cdot (C_{SFV}^{\$} + C_{inv}^{\$}) \quad (3.37)$$

- $C_{SAE_{pen}}$ Capacidade de armazenamento do conjunto de SAE para um dado nível de penetração pen [kWh];
- $C_{SAE}^{\$}$ Custo unitário do SAE [R\$/kWh];
- $C_{SFV}^{\$}$: Custo unitário do SFV [R\$/kW];
- $C_{inv}^{\$}$: Custo unitário do inversor [R\$/kW];

Vale ressaltar que a receita considerada não corresponde a um recebimento direto de recursos financeiros, uma vez que seu valor está associado a um custo evitado. Em outras palavras, o consumidor não recebe um pagamento em dinheiro, mas realiza uma economia ao substituir o consumo de energia fornecida pela distribuidora pela energia gerada e armazenada pelo seu conjunto de SFV e SAE.

3.5.2 Algoritmo de Determinação da Viabilidade Econômica

O fluxo empregado para a obtenção dos indicadores de viabilidade econômica utiliza os dados gerados na etapa anterior de simulação técnica, integrando-os a parâmetros financeiros necessários para o cálculo do FC. Entre esses parâmetros, destacam-se os custos de investimento dos RED, os custos de operação e manutenção (O&M), e também os valores do custo de capital.

A Figura 3.5 ilustra o fluxo adotado para o cálculo dos indicadores financeiros.

1. Determinar a tendência de custos da tarifa de energia, com base nos dados históricos;

2. Importar os dados gerados na simulação técnica em etapas anteriores;
3. Definir inicialmente o nível de penetração em 10%;

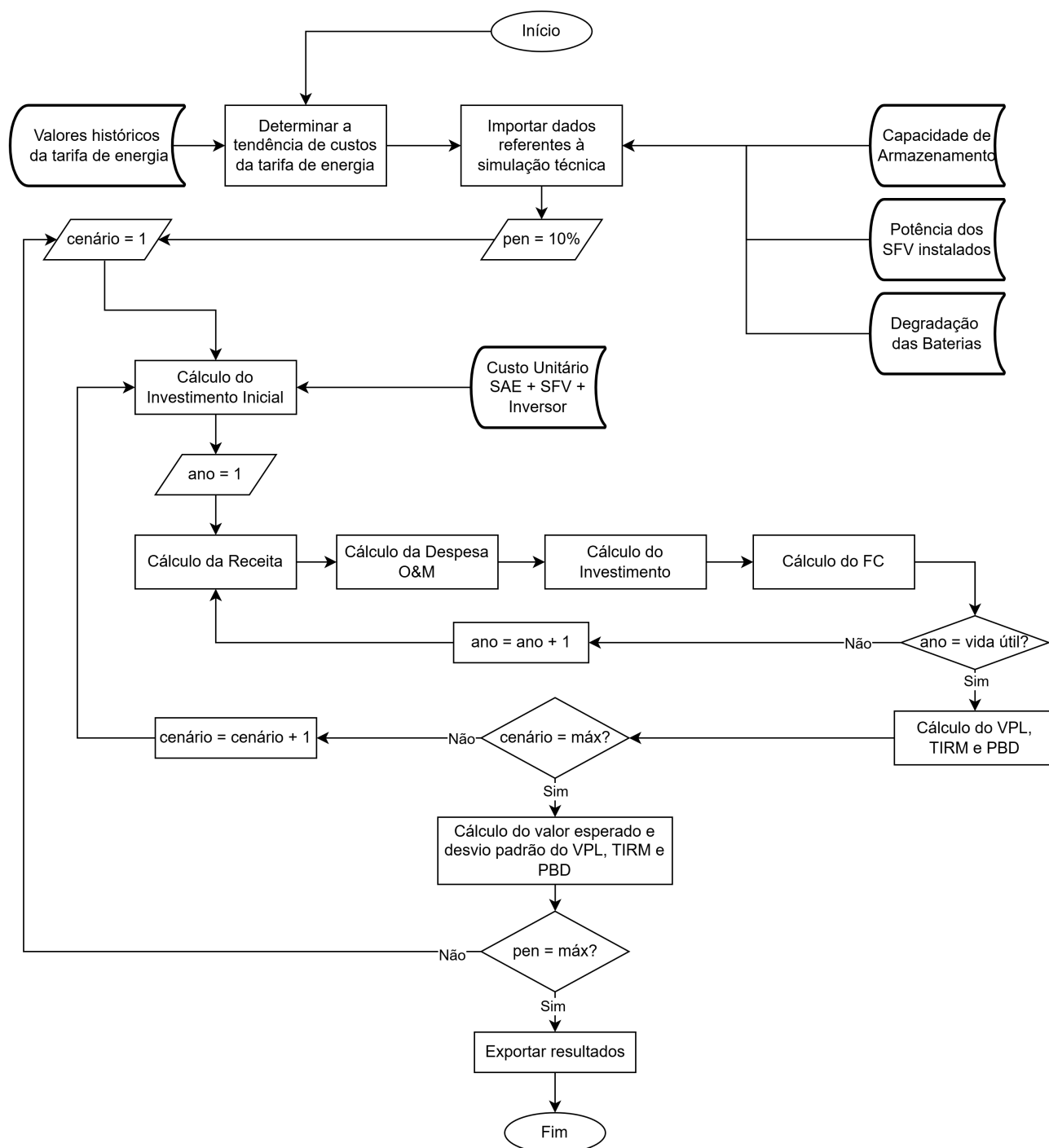


Figura 3.5. Fluxograma para obtenção dos indicadores de viabilidade econômica.

4. Selecionar o primeiro cenário de sorteio de posicionamentos a ser analisado;
5. Calcular o investimento inicial, considerando os custos das tecnologias dos RED;
6. Iniciar o horizonte temporal em $t = 1$;

7. Calcular a receita proveniente da economia de energia devido à presença dos RED;
8. Calcular a despesa anual associada a O&M;
9. Calcular os custos de reinvestimento, caso seja necessária a substituição de componentes dos RED;
10. Obter o FC do período;
11. Verificar se t atingiu o valor máximo definido; em caso afirmativo, prosseguir para o próximo passo; caso contrário, incrementar t e retornar ao passo 7;
12. Calcular os indicadores financeiros: VPL, TIRM e PBD.
13. Verificar se todos os cenários de sorteio foram analisados; em caso afirmativo, prosseguir; caso contrário, avançar para o próximo cenário e retornar ao passo 5;
14. Calcular os valores esperados e os desvios padrão dos indicadores econômicos;
15. Verificar se o nível de penetração atingiu o valor máximo definido; em caso afirmativo, exportar os resultados e finalizar o algoritmo; caso contrário, incrementar o nível de penetração e retornar ao passo 4.

3.5.3 Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade realizada neste trabalho visa avaliar o impacto da variação do parâmetro de prêmio distribuído pela distribuidora aos prosumidores em diferentes níveis percentuais. O prêmio, neste contexto, é calculado como um percentual do retorno financeiro obtido pela distribuidora, determinado na etapa de monetização dos impactos técnicos, sendo redistribuído proporcionalmente aos prosumidores de acordo com a capacidade total de armazenamento instalada na rede. Assim, para cada nível de penetração dos RED, o valor absoluto do prêmio varia, refletindo o retorno financeiro específico de cada cenário.

Para operacionalizar esta análise, foram consideradas variações escalonadas do percentual do prêmio, aplicadas de forma padronizada em todos os cenários de simulação. Em seguida, os impactos dessa variação foram observados sobre os indicadores de viabilidade econômica,

em especial o VPL, possibilitando verificar como o incentivo financeiro modula a atratividade dos investimentos sob a perspectiva do prosumidor. Esta abordagem possibilita uma avaliação consistente do papel do prêmio como instrumento de política de incentivo, permitindo mensurar a elasticidade dos resultados em função das alterações na política de redistribuição de benefícios.

Por fim, a análise de sensibilidade permitirá identificar de forma clara quais estratégias de controle apresentam melhor desempenho em cada nível de penetração dos RED, considerando a combinação entre os benefícios técnicos proporcionados à distribuidora e o aumento de atratividade ao prosumidor viabilizado pelo prêmio. Assim, será possível orientar a priorização de estratégias mais vantajosas e robustas em diferentes cenários de planejamento, auxiliando no desenvolvimento de políticas que alinhem os interesses da distribuidora e dos prosumidores no processo de transição energética.

3.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou a metodologia utilizada para a quantificação dos impactos técnicos, financeiros e de viabilidade econômica relacionados à inserção de RED em um alimentador real. Tendo em vista o que foi apresentado ao longo do capítulo, tem-se que:

- Foram detalhadas quatro estratégias de controle, com o objetivo de analisar de que forma cada uma influencia as características técnicas da rede e suas consequências econômicas.
- Destaca-se a adoção de uma abordagem estocástica nas simulações técnicas e financeiras, a qual permitiu representar de forma adequada diferentes condições climáticas e espaciais no cálculo dos resultados associados à inserção dos RED;
- A etapa de análise financeira teve como objetivo converter as grandezas técnicas em uma base comum, expressa em unidade monetária, considerando a perspectiva da economia de custos para a distribuidora de energia;
- A análise de viabilidade econômica foi realizada sob a ótica do prosumidor, avaliando o projeto de investimento de acordo com as estratégias de controle adotadas e considerando as diferentes receitas e custos ao longo do horizonte de tempo do empreendimento;

- Por fim, a análise de sensibilidade variou o parâmetro de prêmio redistribuído pela distribuidora, permitindo identificar os efeitos sobre a atratividade econômica das estratégias em cada nível de penetração, além de fornecer subsídios para a determinação das estratégias mais eficientes para cada nível de penetração.

4.1 AMBIENTE DAS SIMULAÇÕES

Para o desenvolvimento deste projeto, foi necessário adotar uma estratégia capaz de processar o grande volume de dados exigido para as simulações dos impactos técnicos, financeiros e da viabilidade econômica. Considerando o elevado esforço computacional necessário para a realização das diferentes simulações de fluxo de potência, optou-se pela utilização do *DSS-Extensions*, que é uma ferramenta voltada ao cálculo de fluxo de potência em redes de distribuição, considerando os dados dos equipamentos presentes na rede e a inserção de RED. O *DSS-Extensions* é uma ferramenta aberta voltada para simulações de sistemas de distribuição composta por interfaces e extensões como uma forma alternativa da implementação do *OpenDSS* da *Electric Power Research Institute* (EPRI), que possui APIs para comunicação com diversas linguagens de programação. Adicionalmente, cabe ressaltar que a escolha do *DSS-Extension* se justifica pela compatibilidade com o *OpenDSS*, pelo melhor desempenho e em concordância com a ANEEL, que desde 2014, padronizou o cálculo de perdas técnicas utilizando dados reais das distribuidoras por meio do *software* desenvolvido pela EPRI (ANEEL, 2014). Dessa forma, a utilização dessa ferramenta garante alinhamento com as metodologias utilizadas pelo setor elétrico nacional, assegurando a confiabilidade e a aderência dos resultados obtidos neste trabalho às práticas vigentes de avaliação de perdas em redes de distribuição.

Neste trabalho, optou-se pela utilização da linguagem *Python* para a comunicação com o simulador de redes de distribuição por meio das APIs disponíveis. Além de ser uma linguagem de código aberto, o *Python* apresenta uma estrutura simples e robusta, permitindo a implementação de algoritmos eficientes para o processamento de grandes volumes de dados. Outro ponto relevante é a ampla disponibilidade de bibliotecas que auxiliam tanto na realização de cálculos quanto na geração e organização de resultados gráficos, contribuindo para a automação e a eficiência do fluxo de trabalho necessário para este estudo.

4.2 PARÂMETROS DA MODELAGEM DOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS

Conforme indicado anteriormente nas Equações 2.3, 2.8 e 2.9, o inversor constitui um componente diretamente relacionado à potência gerada pelos SFV e ao despacho dos SAE, sobretudo no que se refere à eficiência de conversão. A Figura 4.1 ilustra a curva de eficiência do inversor em função da potência de entrada, conforme implementado no *software DSS-Extensions*. Nota-se que a eficiência do inversor é tanto maior quanto mais próxima a potência de entrada recebida estiver de sua nominal, indicando que a operação próxima da potência nominal do equipamento resulta em menores perdas no processo de conversão.

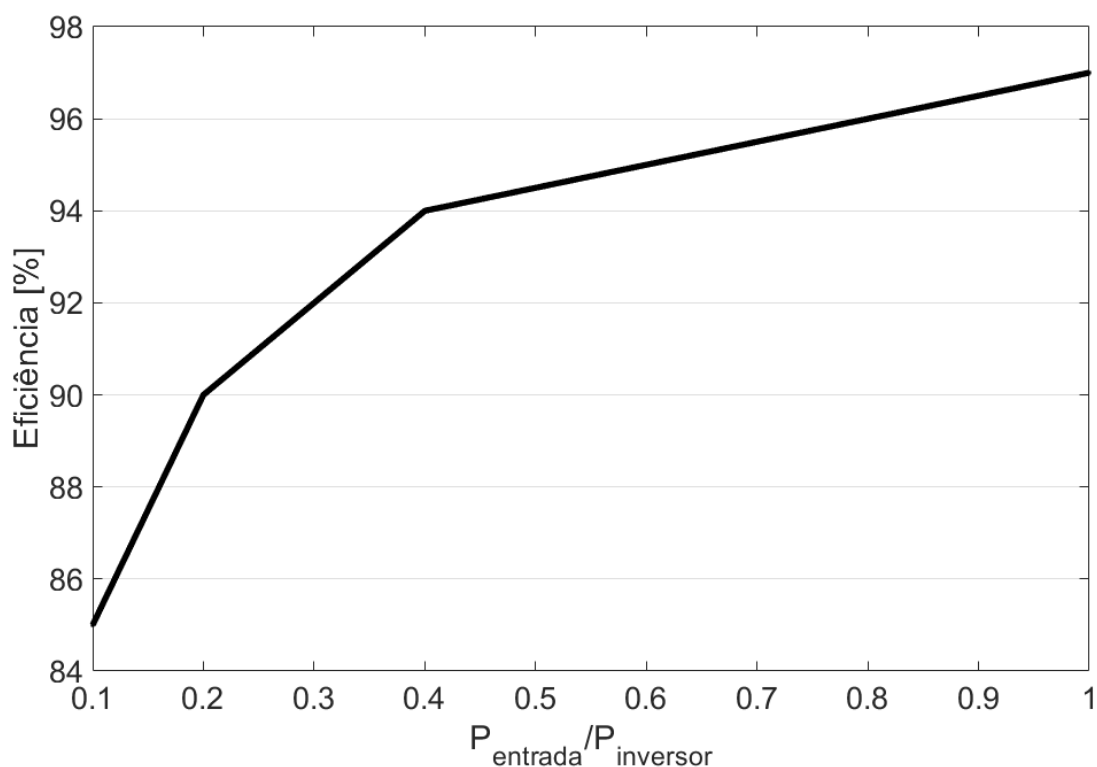


Figura 4.1. Curva de eficiência do inversor em função da potência de entrada (EPRI, 2011).

Por outro lado, a temperatura do SFV também influencia o rendimento da geração, conforme expressa a Equação 2.2. Observa-se que a relação entre temperatura e rendimento apresenta um comportamento linear inversamente proporcional, ou seja, à medida que a temperatura do SFV aumenta, o seu rendimento tende a diminuir.

A bateria utilizada como referência para os parâmetros das simulações foi a *Tesla Powerwall 2* (TESLA, 2019). Nesse contexto, foi necessário reunir informações relacionadas ao seu com-

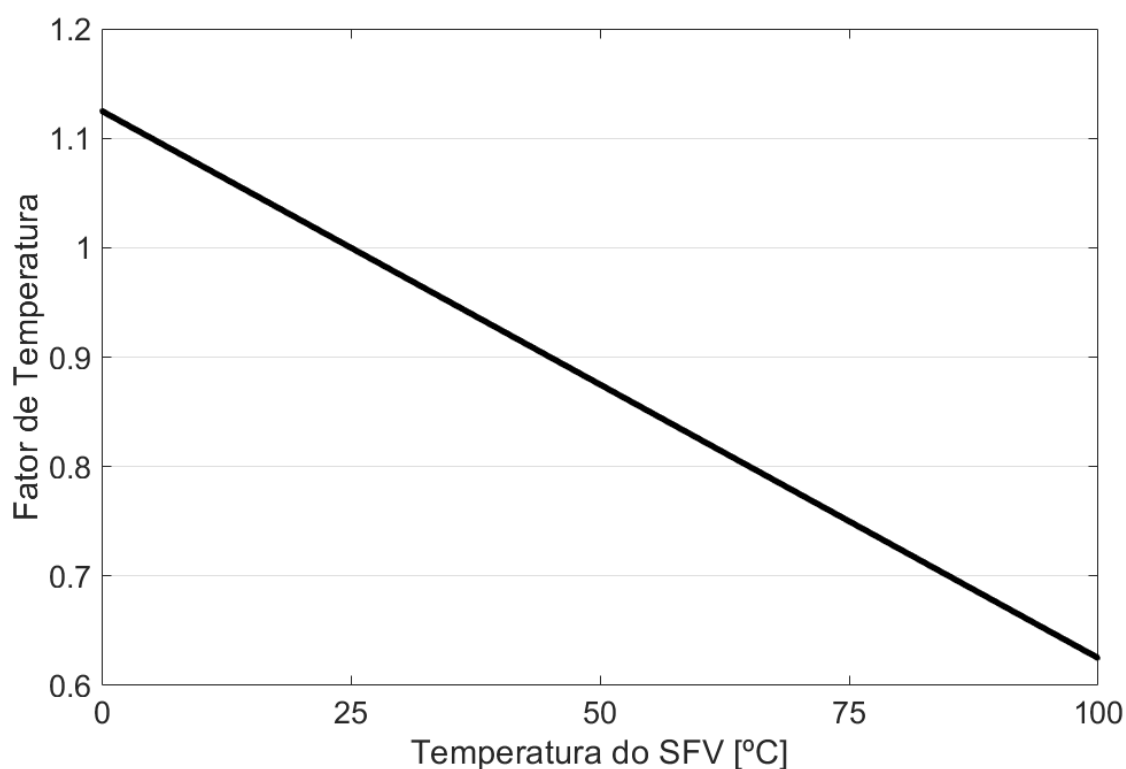


Figura 4.2. Curva do fator de temperatura em função da temperatura do SFV (EPRI, 2011)

portamento físico, como tensão nominal, capacidade de armazenamento, potência máxima de despacho e a quantidade máxima de unidades que podem ser associadas em paralelo. Esses parâmetros foram considerados como restrições durante as simulações, com o objetivo de garantir que os resultados obtidos fossem mais significativos e próximos das condições reais de operação. Com isso, a Tabela 4.1 apresenta as principais informações técnicas referentes ao banco de baterias utilizado.

Tabela 4.1. Especificações técnicas das baterias *Tesla Powerwall 2*, utilizadas como referência na modelagem dos SAEs (TESLA, 2019).

Parâmetro	Valores
Tensão Nominal [V]	120/240
Capacidade de Armazenamento [kWh]	14
Potência Ativa (Máxima) [kW]	5
Fator de Potência	0,98
Quantidade Máxima de Associação de Baterias	9

4.3 DADOS DO ALIMENTADOR

Para obter os valores relacionados à resolução do fluxo de potência como demanda, perdas técnicas e níveis de tensão ao longo da rede de distribuição, é necessário dispor de informações detalhadas sobre a rede analisada. Por esta razão, abaixo apresenta-se um resumo dos dados essenciais utilizados para a obtenção dos resultados de fluxo de potência:

1. Perfil de potência nas barras das UC:

- Perfil de demanda das UCs, que varia ao longo dos meses e dias da semana; e
- Potência de geração dos SFV, vinculada às condições climáticas.

2. Parâmetros da rede física de distribuição:

- Comprimento e seção dos condutores;
- Parâmetros dos transformadores;
- Informações técnicas das chaves seccionadoras;
- Dados dos ramais de alimentação; e
- Tensão na barra de referência (subestação).

Os parâmetros da rede física são constantes e conhecidos previamente pela distribuidora. Para que haja alterações nesses parâmetros, é necessário que ocorram modificações nos equipamentos existentes na rede, como a substituição de transformadores ou a troca de condutores.

Neste trabalho, os modelos da rede de distribuição utilizados foram aqueles elaborados pela própria distribuidora e enviados à ANEEL para o cálculo das perdas regulatórias. Nesse contexto, todas as cargas conectadas à rede operam com fator de potência indutivo de 0,92 e adotam a modelagem do tipo ZIP (ANEEL, 2021a), com a seguinte composição: 50% de impedância constante, 50% de potência ativa constante e potência reativa proporcional ao quadrado da tensão.

Para o estudo de caso, utilizou-se um alimentador real pertencente a uma distribuidora de energia do nordeste brasileiro. As principais características técnicas e operacionais desse

Tabela 4.2. Principais características do alimentador analisado.

Parâmetro	Dados
Número de UCs	1308
Consumo Anual [GWh]	1,31
Parcela Residencial [%]	86
Parcela Rural [%]	10
Parcela Comercial [%]	4
Demanda de Pico [kW]	300
Nível de Tensão MT [kV]	13,8
Nível de Tensão BT [kV]	0,23
Número de Barras	3675

alimentador foram reunidas na Tabela 4.2, de modo a sintetizar as informações relevantes utilizadas nas simulações.

Observa-se que o alimentador possui perfil predominantemente residencial, com cerca de 86% das UC pertencentes a esta classe. Destaca-se, ainda, que tanto as potências associadas às UCs quanto as condições climáticas não se mantêm estáticas ao longo do tempo. Dessa forma, torna-se necessário o uso de dados estatísticos para capturar adequadamente a variabilidade inerente a essas grandezas, garantindo maior representatividade e robustez nas simulações realizadas.

4.4 CURVA DE CARGA

As curvas de carga utilizadas neste estudo foram obtidas com base na identificação de diferentes perfis de consumo, considerando as particularidades de cada classe de UC. Além disso, foram incorporadas as variações observadas ao longo da semana, diferenciando dias úteis, sábados e domingos, bem como as flutuações sazonais associadas aos distintos meses do ano, com o objetivo de representar com maior fidelidade a dinâmica de carga no alimentador ao longo do período analisado.

Dessa forma, as simulações realizadas ao longo dos dias incorporam os distintos perfis de carga identificados. Por exemplo, caso a UC pertença ao segmento comercial, ao simular o dia 8 de julho de 2024, será aplicado o perfil de carga correspondente a um dia útil no mês de julho para unidades comerciais. Essa abordagem garante que as variações diárias, sazonais e por classe de consumo sejam adequadamente representadas no estudo.

4.5 DADOS METEOROLÓGICOS

Os dados climáticos utilizados neste estudo, incluindo irradiância, temperatura ambiente e velocidade do vento, foram obtidos junto ao *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) (NREL, 2024), um dos principais centros de pesquisa em energia renovável dos Estados Unidos. As medições, realizadas desde 1998 com resolução horária, possibilitaram a construção de um banco de dados histórico robusto. Com base nestes dados empíricos, foram geradas distribuições de probabilidade que serviram de base para a criação de cenários estocásticos utilizados nas simulações, garantindo maior aderência dos resultados às condições reais de variabilidade climática.

4.6 PARÂMETROS PARA A MONETIZAÇÃO DOS IMPACTOS TÉCNICOS

Para realizar a monetização dos impactos técnicos, foram considerados quatro parâmetros principais:

1. Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD;
2. Custo Marginal de Expansão - CME;
3. Custo da Energia - CE; e
4. Custo Médio Ponderado do Capital - CMPC

A Tabela 4.3 e a Figura 4.3 apresentam os valores de referência adotados para cada um desses parâmetros, utilizados nas análises ao longo deste estudo.

Tabela 4.3. Parâmetros financeiros utilizados para o cálculo da monetização dos impactos técnicos.

Parâmetro	Valor	Fonte
TUSD	R\$ 0,4311 por kWh	(ANEEL, 2024c)
CME	R\$ 798,44 por kW	(ANEEL, 2022)
CMPC	7,66%	(ANEEL, 2024a)

Os valores atribuídos ao CE foram definidos com base em séries históricas de custos (ANEEL, 2024d) e projetados para os próximos anos, tendo como fundamento os valores exibidos na Figura 4.3. Essa abordagem permitiu utilizar valores consistentes com o comportamento de

mercado observado ao longo dos últimos anos, garantindo maior aderência dos cálculos de monetização à realidade tarifária para os anos futuros.

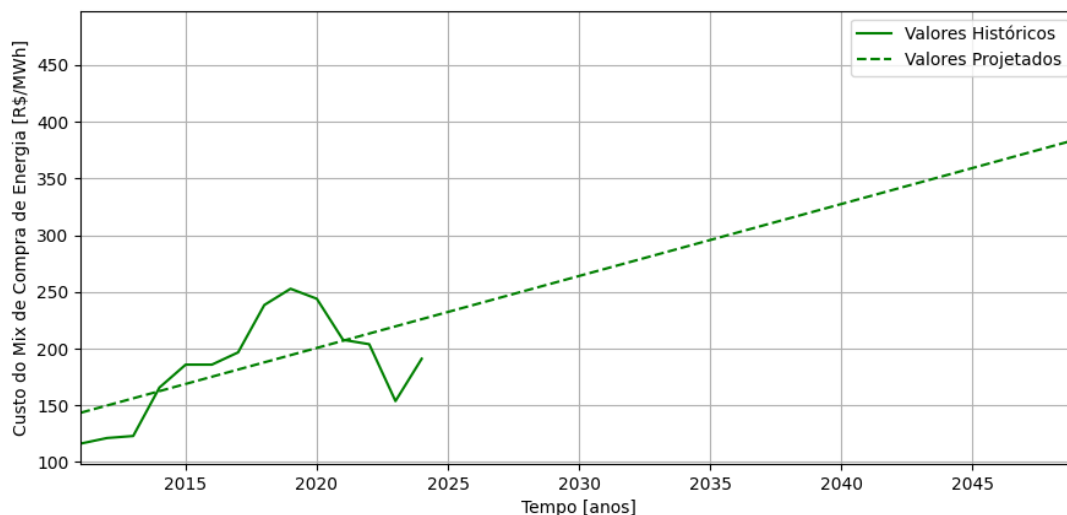


Figura 4.3. Parâmetros financeiros utilizados para o cálculo da monetização dos impactos técnicos referentes às perdas técnicas.

4.7 PARÂMETROS PARA A ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

Para viabilizar a análise econômica do projeto, foi necessário reunir informações detalhadas sobre os custos de aquisição dos principais equipamentos envolvidos, incluindo os bancos de baterias (BLOOMBERGNEF, 2024), os módulos fotovoltaicos e os inversores (GREENER, 2025). Esses dados foram utilizados como base para os cálculos de fluxo de caixa, garantindo que os resultados obtidos refletissem com maior precisão as condições reais de investimento necessárias para a implementação dos sistemas analisados. Adicionalmente, considerou-se nos cálculos o custo associado à operação e manutenção das baterias, adotando-se um percentual de 2% sobre o valor de investimento inicial, conforme discutido por (NOUSDILIS *et al.*, 2020). Essa consideração visa refletir de forma realista os custos recorrentes do SAE ao longo de sua vida útil, garantindo maior robustez à análise de viabilidade econômica.

Para o cálculo do VPL, utilizou-se como taxa de desconto (r_{desc}) a taxa SELIC acumulada ao longo de 2024 (BCB, 2025), considerando-a como referência para atualização dos fluxos de caixa ao valor presente. A mesma taxa foi empregada no cálculo da TIRM, adotada tanto como taxa de aplicação (r_p) quanto como taxa de captação (r_n) de recursos. Considera-se que a

SELIC representa um parâmetro adequado para refletir o rendimento esperado em aplicações de renda fixa, configurando-se como uma referência sólida para a análise de viabilidade econômica do investimento.

Por fim, o valor do prêmio utilizado neste estudo corresponde a um percentual do retorno financeiro obtido pela distribuidora em decorrência da redução de perdas técnicas, violações de tensão e do alívio na demanda de pico proporcionados pela inserção dos RED na rede. Esse valor, calculado na etapa de monetização, é repassado aos prosumidores de forma proporcional à sua participação, com ponderação baseada na capacidade total de armazenamento de energia instalada no sistema. Dessa forma, assegura-se que o prêmio distribuído reflete de maneira justa a contribuição de cada prosumidor para os benefícios operacionais da rede, criando um mecanismo de incentivo alinhado aos interesses da distribuidora e estimulando a adesão aos sistemas de geração e armazenamento distribuídos.

4.8 HIPÓTESES ADOTADAS

1. Os consumidores seguem as condições apresentadas na Equação 2.1 para o dimensionamento dos SFV, bem como os parâmetros estabelecidos nas Tabelas 3.2 e 3.3 para os SAE.
2. O dimensionamento dos SFV e dos SAE desconsidera eventuais limitações de espaço físico nas UCs.
3. Os RED são instalados de forma conjunta na UC, não sendo considerada a possibilidade de instalação exclusiva de SAE. Assim, os cenários analisados assumem que o consumidor opta primeiramente pela instalação do SFV e, em momento posterior, pela inclusão do SAE.
4. Para as estratégias de controle de autoconsumo e arbitragem de preços, o gerenciamento ocorre de forma individualizada em cada UC, dispensando a intervenção de agentes externos com conhecimento global da rede.
5. Nas estratégias de controle de *peak shaving* e *peak shaving low*, considera-se a presença de um agente agregador, responsável por coletar informações operacionais da rede de

distribuição e gerenciar o despacho dos SAE de modo a atender os objetivos específicos de cada estratégia.

6. Considera-se que a infraestrutura de comunicação para as estratégias de *peak shaving* e *peak shaving low* já se encontra disponível.

RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este capítulo apresenta os resultados obtidos deste trabalho de acordo com a ordem das ações expostas na metodologia previamente descrita, considerando diferentes níveis de penetração de RED, as quatro estratégias de controle estabelecidas e a avaliação conjunta dos impactos técnicos, financeiros e de viabilidade econômica decorrentes da integração dos RED à rede de distribuição, conforme detalhado a seguir:

- Inicialmente, exibe-se os impactos técnicos associados à inserção de SFV, para as quatro estratégias de controle e para distintos níveis de penetração dos RED na rede de distribuição. Em seguida, eles são apresentados de forma combinada com os SAE;
- Em seguida, são expostos os resultados referentes à monetização dos impactos técnicos, quantificando os correspondentes valores financeiros sob a perspectiva da distribuidora de energia. São analisados os cenários com apenas SFV, bem como os cenários com SFV e SAE em conjunto, para os diferentes níveis de penetração e para cada uma das estratégias de controle adotadas;
- Logo após, expõe-se os resultados da análise de viabilidade econômica do projeto sob a ótica do consumidor, considerando os impactos técnicos e os indicadores financeiros obtidos. São avaliados os diferentes níveis de penetração para os casos com presença conjunta de SFV e SAE, nas quatro estratégias de controle estudadas;
- Por fim, é apresentada uma síntese dos principais pontos abordados ao longo deste capítulo.

5.2 IMPACTOS TÉCNICOS

As próximas seções apresentam os resultados dos impactos técnicos relacionados à demanda, às perdas técnicas e às violações de tensão, considerando diferentes níveis de penetração e as estratégias de controle empregadas. Além disso, compara-se o cenário com a presença exclusiva de SFV e com a presença de SAE.

A Figura 5.1 apresenta o perfil de geração fotovoltaica ao longo de um dia. Cabe ressaltar que, daqui em diante, as curvas apresentam o valor médio obtido para as simulações técnicas ao considerar os diversos dias do ano simulados, bem como os diferentes posicionamentos da instalação dos SFV na rede de distribuição.

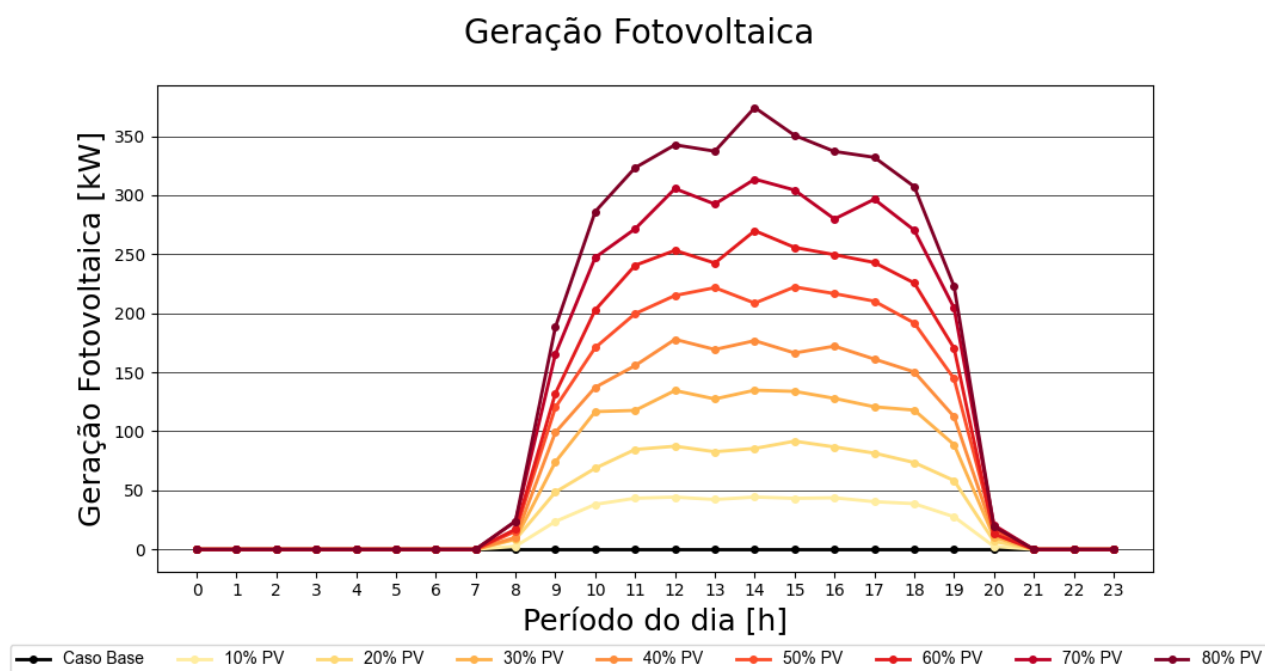


Figura 5.1. Média da geração fotovoltaica ao longo do dia, considerando os diferentes posicionamentos e todos os dias do ano simulados.

Observando a Figura 5.1, verifica-se o perfil médio da potência da geração fotovoltaica. Além disso, observa-se que o aumento do nível de penetração resulta em maior potência gerada, o que era esperado, dado que níveis mais elevados de penetração estão associados a uma maior capacidade instalada de SFV na rede. Ressalta-se também que o perfil de geração acompanha o padrão de incidência solar ao longo do dia, com variações de potência gerada que refletem as condições sazonais e climáticas, especialmente a irradiância solar, que impacta diretamente a geração fotovoltaica. Vale a pena ressaltar que o perfil de geração apresenta oscilações de-

correntes das diferentes condições climáticas estabelecidas ao longo das simulações. Vale ainda comentar que esse perfil não sofre alterações causadas pela inserção dos SAE, além de se manter semelhante para as quatro estratégias implementadas.

5.2.1 Caso 1: Autoconsumo

A Figura 5.2 apresenta o *SoC* do conjunto de baterias ao longo do dia.

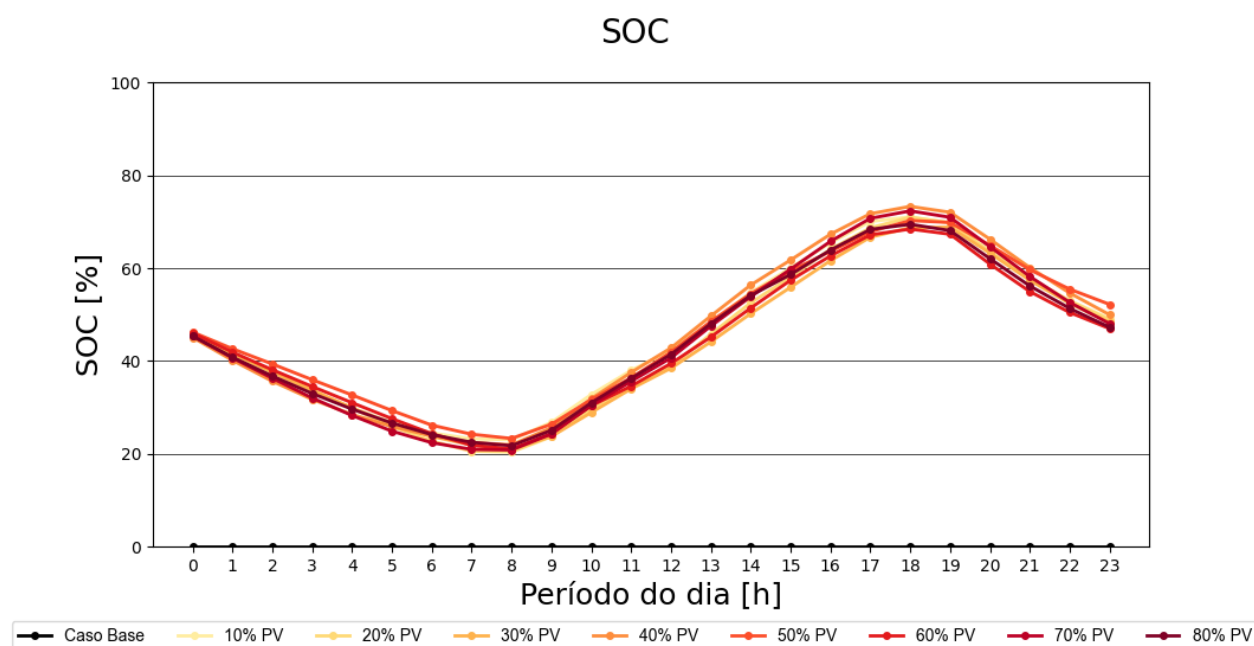


Figura 5.2. Média do *SoC* ao longo do dia, considerando os diferentes posicionamentos e todos os dias do ano simulados.

Inicialmente, observa-se da Figura 5.2 que as baterias injetam potência na rede, considerando que, no início do dia, a demanda individual de cada UC tende a superar a geração fotovoltaica, a qual ocorre apenas após as 8 horas. Em seguida, a curva de *SoC* apresenta um comportamento crescente, indicando o período em que a geração fotovoltaica passa a exceder a demanda individual, permitindo o armazenamento do excedente de energia nas baterias. Por fim, por volta das 18 horas, a geração fotovoltaica começa a diminuir, enquanto a demanda volta a superar a geração, ocasionando o despacho da energia armazenada nas baterias e resultando na redução do *SoC* ao final do período analisado.

A Figura 5.3 apresenta o perfil de demanda do alimentador ao longo de um dia. O gráfico à esquerda mostra os resultados para os casos com presença exclusiva de SFV e à direita com

presença conjunta de SFV e SAE. Com base nela, observa-se inicialmente o comportamento do caso base, ou seja, o cenário sem a presença de RED, representado pela curva em preto.

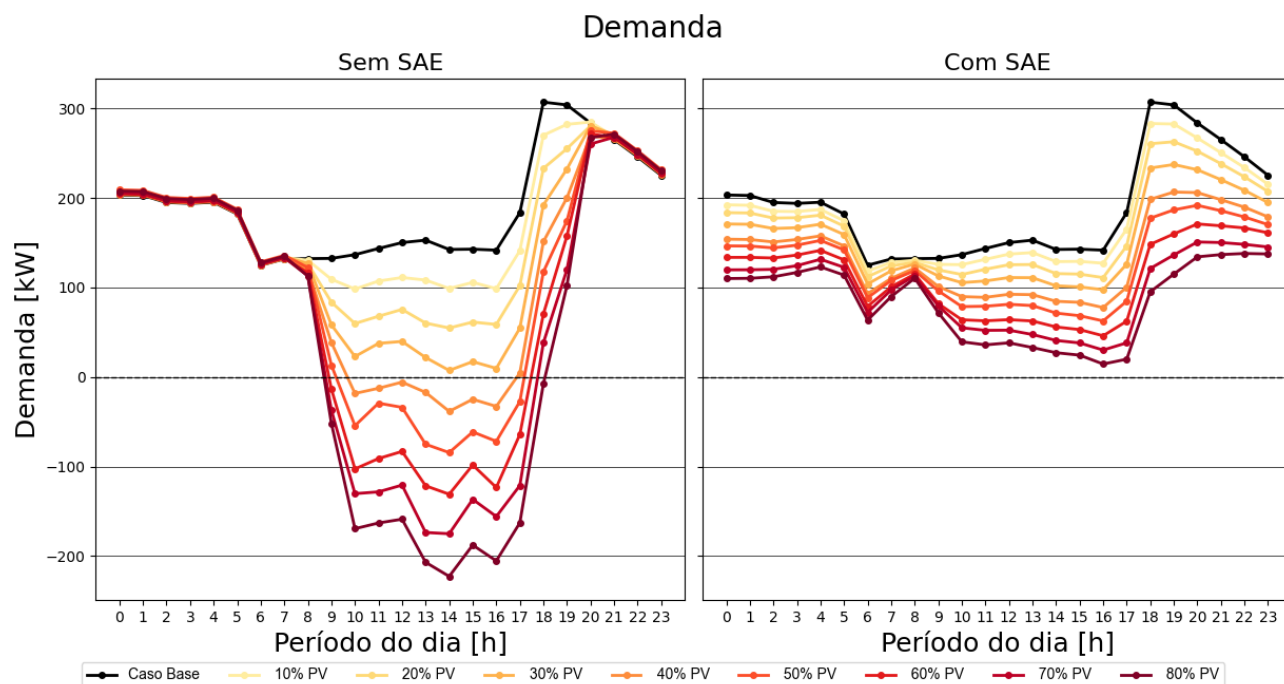


Figura 5.3. Média da demanda ao longo do dia, considerando os diferentes posicionamentos e todos os dias do ano simulados.

Observa-se que a curva do caso base apresenta o comportamento típico de um alimentador residencial, com demanda relativamente constante entre 6 e 17 horas, seguida de um pico no período noturno, refletindo o aumento do consumo nas UCs nesse horário. Além disso, nota-se que não ocorre fluxo reverso de potência, uma vez que, tradicionalmente, a energia no sistema elétrico flui do alimentador em direção às UCs.

Ao se analisar o gráfico à esquerda, observa-se que a inserção de SFV, em diferentes níveis de penetração, resulta na redução da demanda do alimentador. Verifica-se que níveis mais elevados de penetração proporcionam reduções mais significativas. Além disso, observa-se que, a partir de uma penetração de 40%, a demanda do alimentador atinge valores negativos, indicando a reversão do fluxo de potência: o alimentador passa a receber energia dos SFV. Após as 19 horas, não se verifica redução na demanda, uma vez que, nesse período, a geração fotovoltaica é inexistente devido à ausência de irradiância solar.

No gráfico à direita, observa-se um comportamento distinto em função da presença dos SAE. Verifica-se que a demanda é sempre reduzida em relação ao caso base, independentemente do nível de penetração. Além disso, é possível notar que níveis mais elevados de penetração

resultam em reduções mais expressivas ao longo do dia. Destaca-se que não ocorre reversão do fluxo de potência, devido ao controle proporcionado pelos SAE, além de ser evidente a redução da demanda durante o período de pico, de forma proporcional ao nível de penetração.

A Figura 5.4 apresenta as perdas técnicas médias do alimentador ao longo de um dia. O gráfico à esquerda mostra os resultados para o caso com presença exclusiva de SFV, enquanto o gráfico da direita exhibe o cenário com a presença conjunta de SAE e SFV. Da Figura 5.4, observa-se inicialmente o comportamento do caso base, ou seja, o cenário sem a presença de RED, representado pela curva em preto.

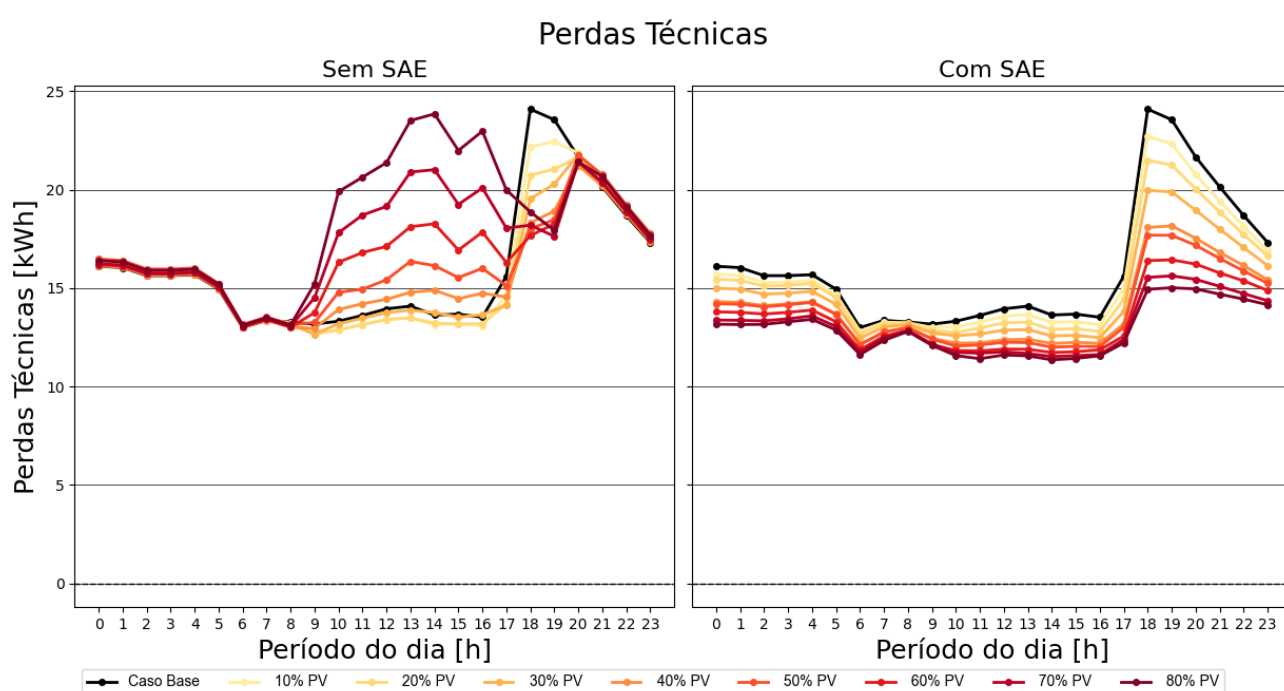


Figura 5.4. Média das perdas técnicas ao longo do dia, considerando os diferentes posicionamentos e todos os dias do ano simulados.

No caso base, observa-se que as perdas técnicas apresentam um comportamento semelhante ao da demanda, com valores relativamente constantes ao longo do dia e um pico acentuado após as 17 horas.

No gráfico à esquerda, inicialmente, constata-se que para níveis de penetração de até 20%, ocorre a redução das perdas técnicas associadas ao alimentador. Por outro lado, verifica-se que para a inserção de SFV com níveis de penetração superiores ao mencionado anteriormente, ocorre a intensificação das perdas no sistema durante o período de geração. Esse aumento das perdas ocorre devido ao excesso de energia gerada e transportada pela rede de distribuição nesse período. Por outro lado, observa-se uma leve redução das perdas entre 17 e 20 horas,

em razão do aumento da demanda das UCs coincidir com o excedente de geração, reduzindo o fluxo reverso na rede.

No gráfico à direita, nota-se que a introdução dos SAE promove uma redução das perdas técnicas em todos os níveis de penetração. Isso ocorre porque, com a presença das baterias, o excedente de energia gerada localmente é armazenado, minimizando a circulação de potência excedente pela rede. Durante o período de pico de demanda, essa energia armazenada é injetada na rede, contribuindo para a redução das perdas também no período sem geração fotovoltaica. Ressalta-se que a inserção dos SAE mitiga de forma significativa os problemas associados ao aumento das perdas decorrentes da presença dos SFV.

A Figura 5.5 apresenta as violações de tensão ao longo de um dia.

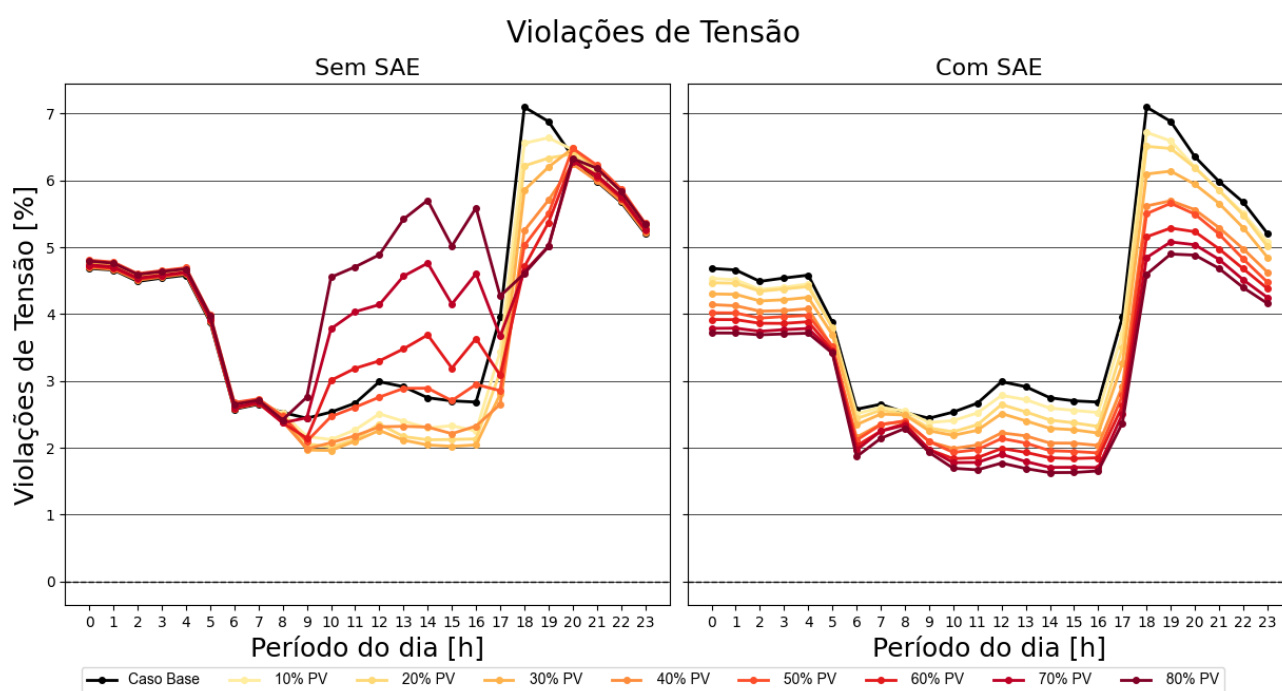


Figura 5.5. Média das violações de tensão ao longo do dia, considerando os diferentes posicionamentos e todos os dias do ano simulados.

O gráfico à esquerda contempla o caso sem a presença de SAE, enquanto o gráfico à direita exibe os cenários com a inclusão desses sistemas. Observa-se inicialmente o caso base, representado pela curva em preto, na qual nota-se uma tendência de aumento das violações de tensão a partir das 18 horas, ou seja, no horário de pico. Nesse período, são comuns ocorrências de subtensões, em função do elevado nível de demanda no alimentador.

Ao considerar diferentes níveis de penetração para o caso com SFV, observa-se que parte das violações é reduzida para níveis de penetração inferiores a 50%. Por outro lado, para elevados

níveis de penetração, as violações de tensão ao longo do dia se intensificam, uma vez que o excesso de energia gerada e injetada na rede provoca sobretensões.

No gráfico à direita, verifica-se que a inserção de sistemas de armazenamento de energia é capaz de reduzir as violações de tensão em quaisquer níveis de penetração. Durante o período de geração, em que anteriormente ocorriam sobretensões devido ao excedente de geração fotovoltaica, esses problemas são mitigados. Além disso, os casos de subtensão durante o horário de pico de demanda também são atenuados, visto que os sistemas de armazenamento de energia conseguem injetar potência nesse período, reduzindo a ocorrência de subtensões no horário de maior demanda.

Encerrada a análise dos impactos técnicos associados à estratégia de autoconsumo, constata-se que esta modalidade contribui para a redução da demanda, das perdas e das violações de tensão para todos os níveis de penetração. Nesse contexto, para aprofundar a avaliação dos benefícios técnicos decorrentes da inserção dos SAE, prossegue-se com a análise da estratégia de arbitragem de preços.

5.2.2 Caso 2: Arbitragem de Preços

Esta abordagem visa otimizar a operação dos SAE considerando os sinais tarifários, permitindo o carregamento em horários de menor custo e o despacho em períodos de maior valor da energia, impactando diretamente o perfil de demanda, as perdas técnicas e as violações de tensão no alimentador.

A Figura 5.6 apresenta o *SoC* das baterias, considerando a estratégia de arbitragem de preços. Observa-se que o gráfico mostra o perfil do *SoC* das baterias ao longo do dia. Verifica-se que as baterias apresentam aumento no *SoC* entre 8h e 15h, descarregando-se posteriormente, durante os períodos de ponta e intermediário, quando o custo da energia é mais elevado.

A Figura 5.7 apresenta o perfil de demanda do alimentador considerando o caso base e aquele em que há presença do conjunto de RED.

Observa-se, na Figura 5.7, que a inserção dos SAE, considerando a estratégia de arbitragem de preços, contribui para a redução da demanda em comparação ao caso base. Entretanto, ao se comparar com o cenário que contempla apenas a presença de SFV, verifica-se que, até

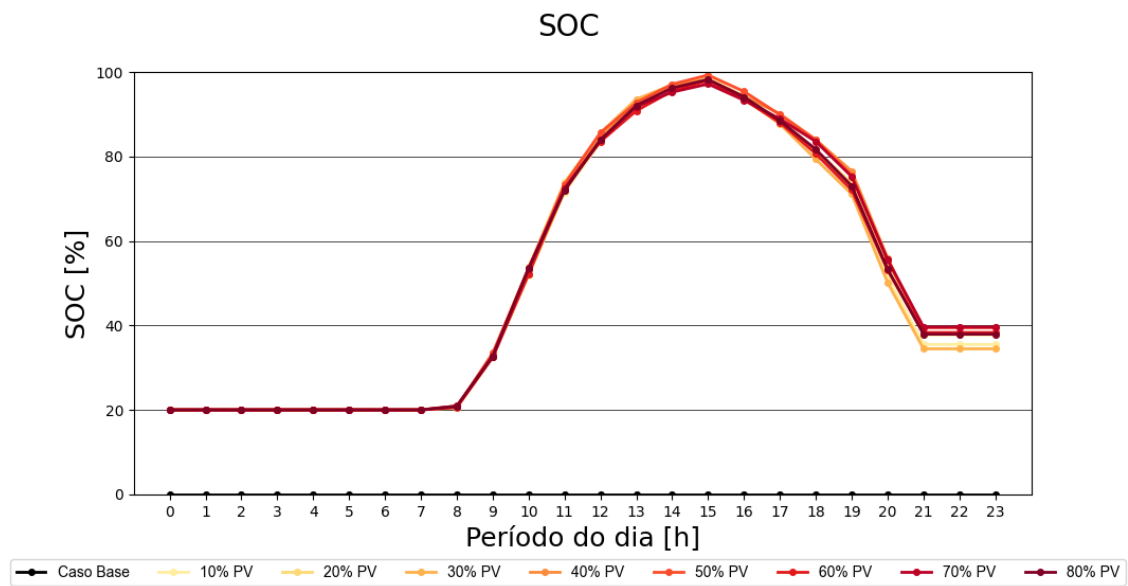


Figura 5.6. Média do *SoC* ao longo do dia, considerando os diferentes posicionamentos e todos os dias do ano simulados.

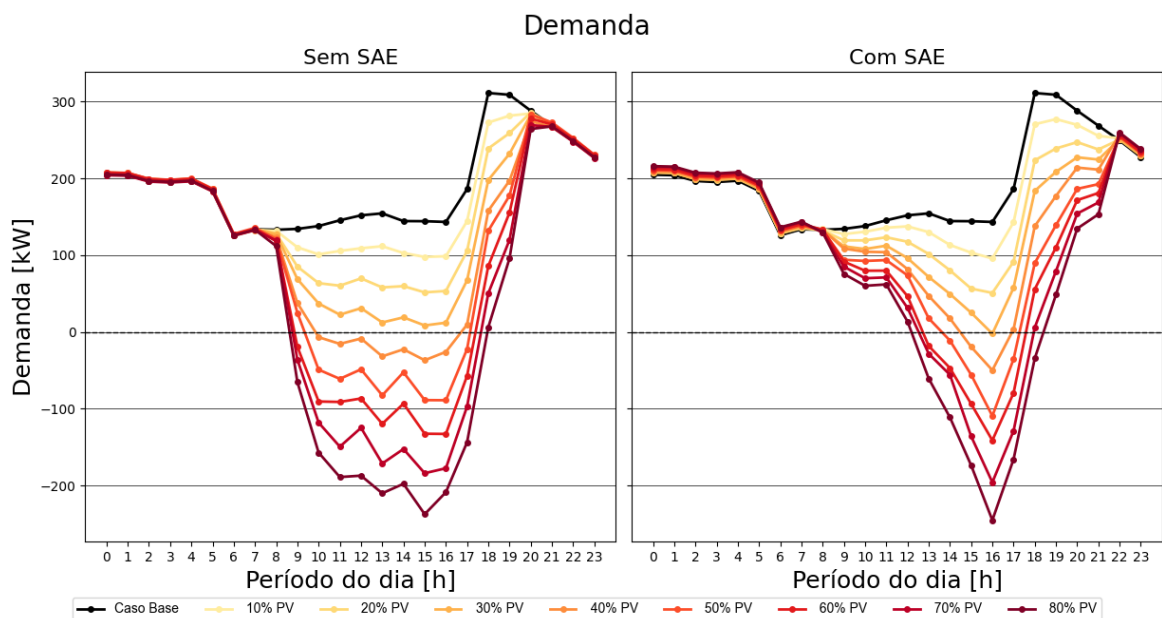


Figura 5.7. Média da demanda ao longo do dia, considerando os diferentes posicionamentos e todos os dias do ano simulados.

aproximadamente 14 horas, a demanda apresenta-se ligeiramente superior. Tal comportamento ocorre em função do carregamento dos SAE durante esse período, elevando a demanda em relação ao gráfico à esquerda. No entanto, após esse horário, observa-se uma redução significativa da demanda, uma vez que os SAE já atingiram um *SoC* próximo ao valor máximo.

Adicionalmente, constata-se que, a partir das 18 horas, a demanda mantém-se inferior à do caso base. Esse comportamento decorre do despacho das baterias durante os períodos intermediário e de ponta, resultando na diminuição da demanda de pico. Nesse contexto, os SAE passam a fornecer parte da potência à rede, que anteriormente era integralmente suprida pelo alimentador. Esses resultados reforçam o papel estratégico dos SAE na mitigação de picos de demanda e na flexibilização operacional do sistema.

A Figura 5.8 apresenta as perdas técnicas para o cenário com a presença exclusiva de SFV e para o cenário com SFV em conjunto com SAE, considerando a estratégia de arbitragem de preços.

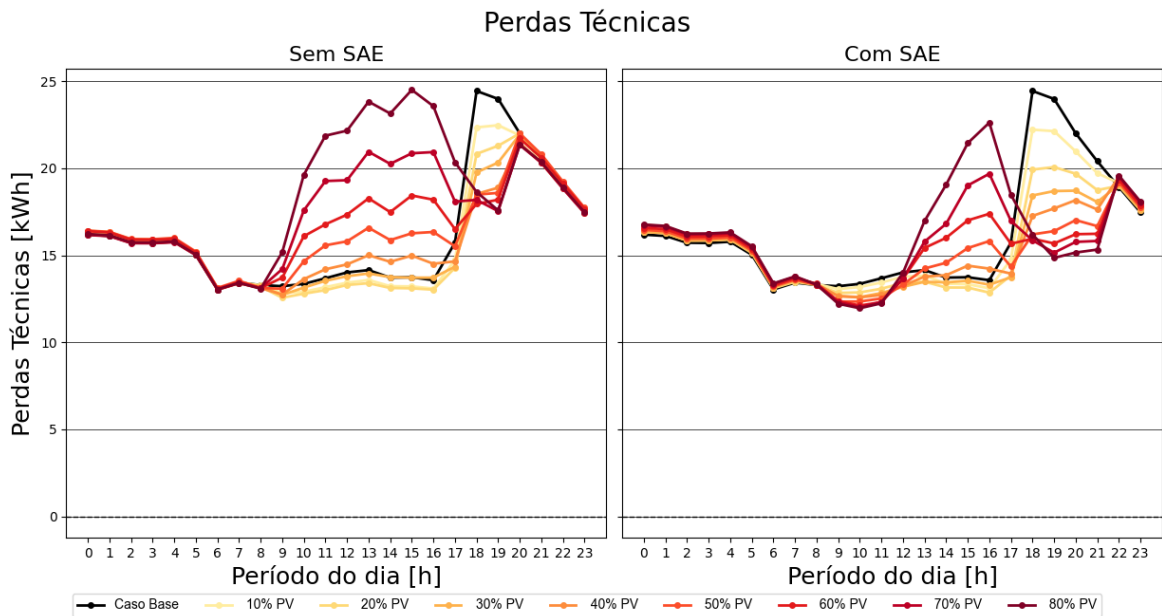


Figura 5.8. Média das perdas técnicas ao longo do dia, considerando os diferentes posicionamentos e todos os dias do ano simulados.

Da Figura 5.8, mais especificamente no gráfico à direita, observa-se que parte do aumento das perdas técnicas é mitigada com a introdução dos SAE durante o período em que as baterias estão em processo de carregamento. Por volta das 15 horas, nota-se um novo aumento das perdas, comportamento atribuído ao fato de que o *SoC* das baterias já se encontra próximo do valor máximo, de modo que, a partir desse momento, a energia gerada volta a ser injetada na

rede, resultando no acréscimo das perdas técnicas. Por outro lado, evidencia-se que, durante o período de ponta, principalmente após as 19 horas, as perdas são reduzidas em função do despacho das baterias, que passam a fornecer potência ao sistema nesse intervalo, contribuindo para a minimização das perdas técnicas no horário de maior demanda.

A seguir, é possível observar o comportamento das violações de tensão conforme exposto na Figura 5.9. O gráfico à esquerda evidencia que a inserção dos SFV provoca um aumento das violações de tensão para níveis elevados de penetração.

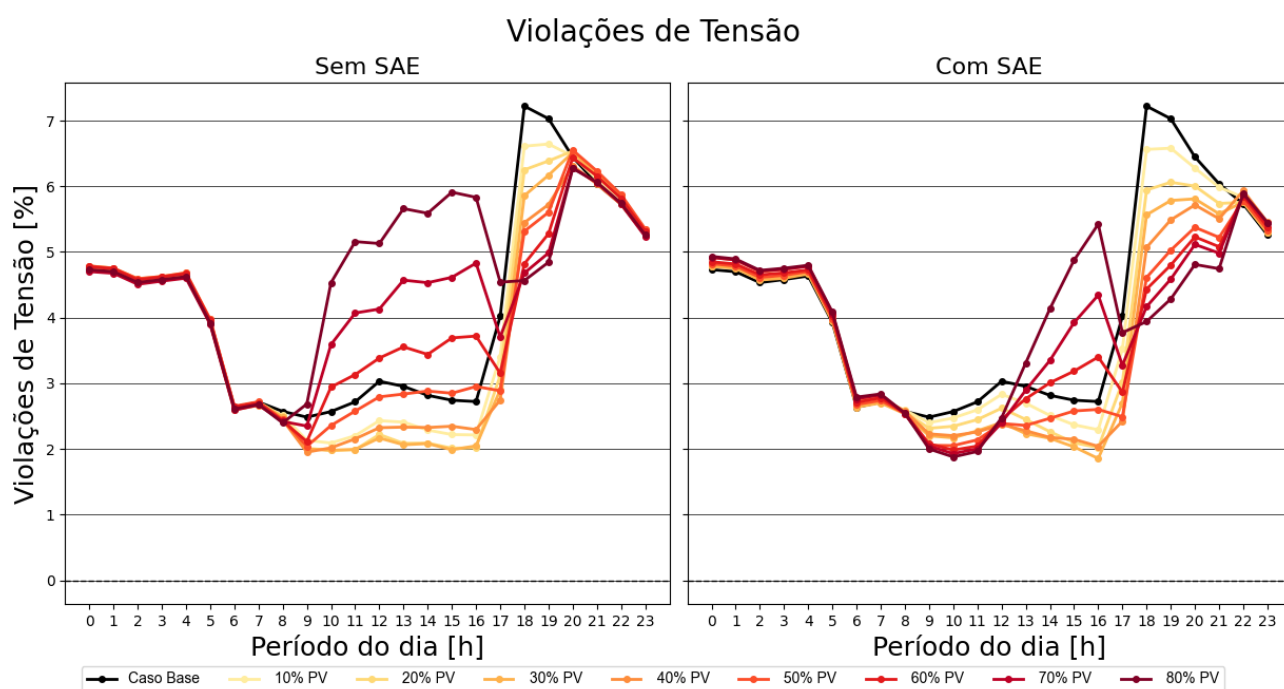


Figura 5.9. Média das violações de tensão ao longo do dia, considerando os diferentes posicionamentos e todos os dias do ano simulados.

Observa-se, ainda, que, com a introdução dos SAE, as violações de tensão são reduzidas até o momento em que o estado de carga *SoC* das baterias se aproxima do valor máximo. A partir desse ponto, as violações voltam a crescer, uma vez que o excedente de energia gerada volta a ser injetado na rede.

Por fim, ao final do período, durante o horário de ponta, as violações de tensão, majoritariamente caracterizadas por subtensões, são reduzidas. Esse comportamento ocorre em virtude da redução da sobrecarga no alimentador, proporcionada pelo despacho dos SAE, que passam a fornecer potência à rede, auxiliando no atendimento da demanda e mitigando as quedas de tensão nesse intervalo.

Concluída a análise dos impactos técnicos relacionados à estratégia de arbitragem de preços,

observa-se que essa modalidade de controle contribui para a redução de picos de demanda e para a mitigação de violações de tensão em horários críticos, ao mesmo tempo em que ela otimiza o uso da energia gerada localmente. No entanto, para ampliar a compreensão dos efeitos técnicos da inserção de sistemas de armazenamento de energia no alimentador, passa-se, a seguir, à avaliação da estratégia de controle *peak shaving*. Essa análise permitirá verificar de que maneira essa estratégia atua sobre o perfil de demanda, as perdas técnicas e as violações de tensão, possibilitando a comparação entre as diferentes estratégias e a identificação das suas contribuições para a operação técnica do sistema.

5.2.3 Caso 3: *Peak Shaving*

A seguir, apresentam-se os impactos técnicos referentes à estratégia de *peak shaving*. A Figura 5.10 apresenta as curvas de *SoC* associadas aos SAE.

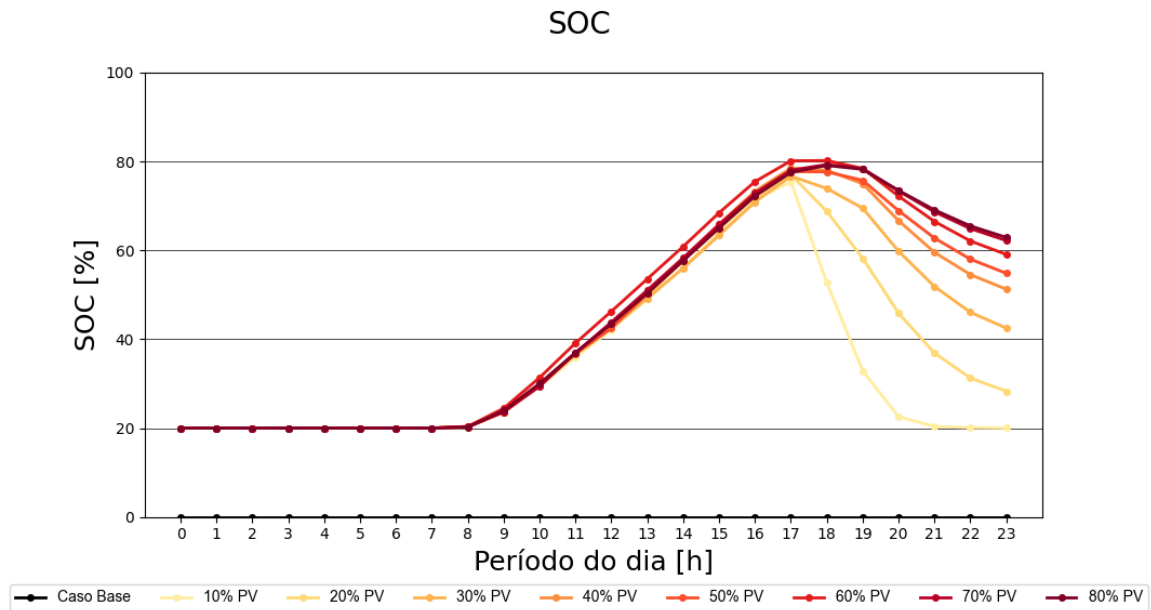


Figura 5.10. Média do *SoC* ao longo do dia, considerando os diferentes posicionamentos e todos os dias do ano simulados.

Verifica-se que o *SoC* inicial permanece constante até as 8 horas, aumentando somente após esse horário. Esse comportamento ocorre porque as baterias são configuradas para carregar apenas quando há excedente de geração fotovoltaica em relação à demanda das UCs. Após esse período, as baterias passam a acumular o excedente de energia gerada, e apenas posteriormente, próximo ao horário em que a demanda ultrapassa os 200 kW, o conjunto de SAE inicia o

despacho de potência.

Observa-se, ainda, que o comportamento do *SoC* varia conforme o nível de penetração dos sistemas fotovoltaicos. Para níveis de penetração mais baixos, nota-se uma queda mais acentuada do *SoC* durante o despacho das baterias. Por outro lado, para níveis de penetração mais elevados, essa queda ocorre de forma mais gradativa. Tal comportamento decorre do fato de que a capacidade de armazenamento das baterias é dimensionada em função do consumo médio diário das UCs que recebem os recursos energéticos distribuídos (RED), o que resulta em maior capacidade de realizar o *peak shaving*. A influência desse controle sobre o comportamento da demanda será discutida a seguir.

A Figura 5.11 evidencia os impactos da inserção dos SAE no comportamento da demanda de pico.

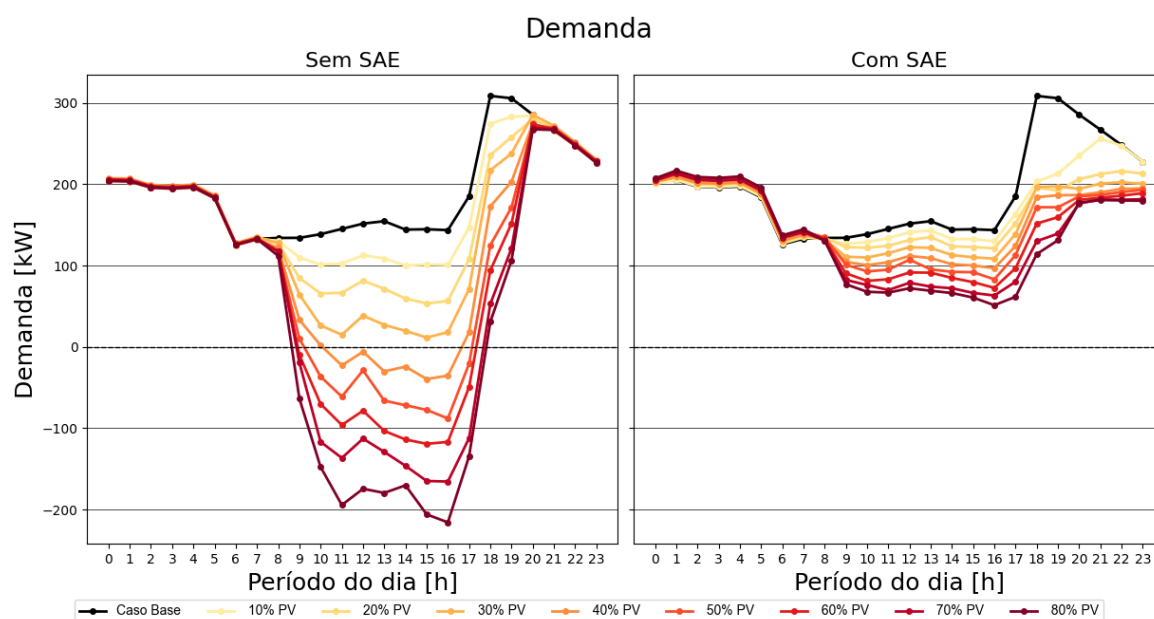


Figura 5.11. Média da demanda ao longo do dia, considerando os diferentes posicionamentos e todos os dias do ano simulados.

Inicialmente, observa-se pela curva em preto o comportamento da demanda do alimentador no caso sem a presença de RED. É possível notar que a demanda ultrapassa 200 kW a partir das 17 horas. Com a inserção dos SFV, verifica-se uma redução da demanda durante o período de geração fotovoltaica, entre 8 e 19 horas. Em adição, é possível notar que essa redução é proporcional ao nível de penetração dos sistemas. Em outras palavras, quanto maior o nível de penetração, maior a redução da demanda, uma vez que o alimentador deixa de fornecer integralmente a potência necessária às UCs, passando os SFV a suprir parte dessa demanda.

Cabe ressaltar que, a partir de 40% de nível de penetração, é possível observar a reversão do fluxo de potência das 10 às 16 horas. Posteriormente, nota-se que a demanda permanece próxima ou abaixo do limite de 200 kW até as 19 horas. Após esse horário, constata-se o aumento da demanda em virtude da significativa redução da geração fotovoltaica.

Com a introdução dos SAE, observam-se dois benefícios distintos. Primeiramente, os SAE atuam como uma nova carga durante o período de geração fotovoltaica, elevando a demanda nesse intervalo e evitando a reversão do fluxo de potência. Em segundo lugar, verifica-se que, para todos os níveis de penetração, exceto no caso de 10%, o pico de demanda permanece abaixo de 200 kW, demonstrando que a estratégia de controle empregada cumpre seu objetivo de realizar o *peak shaving* de forma eficaz.

A seguir, apresentam-se as perdas técnicas no alimentador, conforme ilustrado na Figura 5.12.

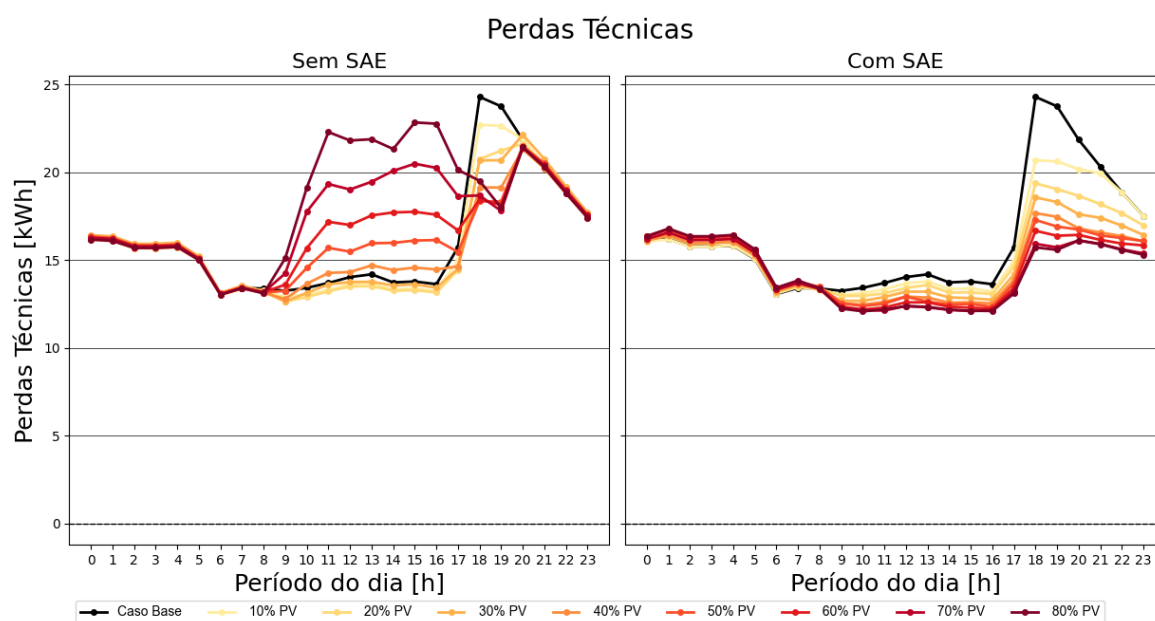


Figura 5.12. Média das perdas técnicas ao longo do dia, considerando os diferentes posicionamentos e todos os dias do ano simulados.

Observa-se que a inserção dos SFV provoca um aumento das perdas técnicas ao longo do período de geração, sendo esse efeito mais pronunciado para níveis de penetração mais elevados, conforme observado anteriormente.

Com a introdução dos SAE, verifica-se a redução das perdas tanto durante o período de geração quanto no momento de pico de demanda. Esse efeito decorre da injeção de potência pelas baterias quando a demanda tende a ultrapassar o limite estabelecido para o pico, fazendo

com que parte da demanda das UCs seja atendida diretamente pelos SAE, que estão localizados mais próximos das cargas em comparação ao ponto de conexão do alimentador, resultando em menores perdas técnicas.

Por fim, a Figura 5.13 apresenta as violações de tensão ao longo de um dia, ao considerar a estratégia de *peak shaving*.

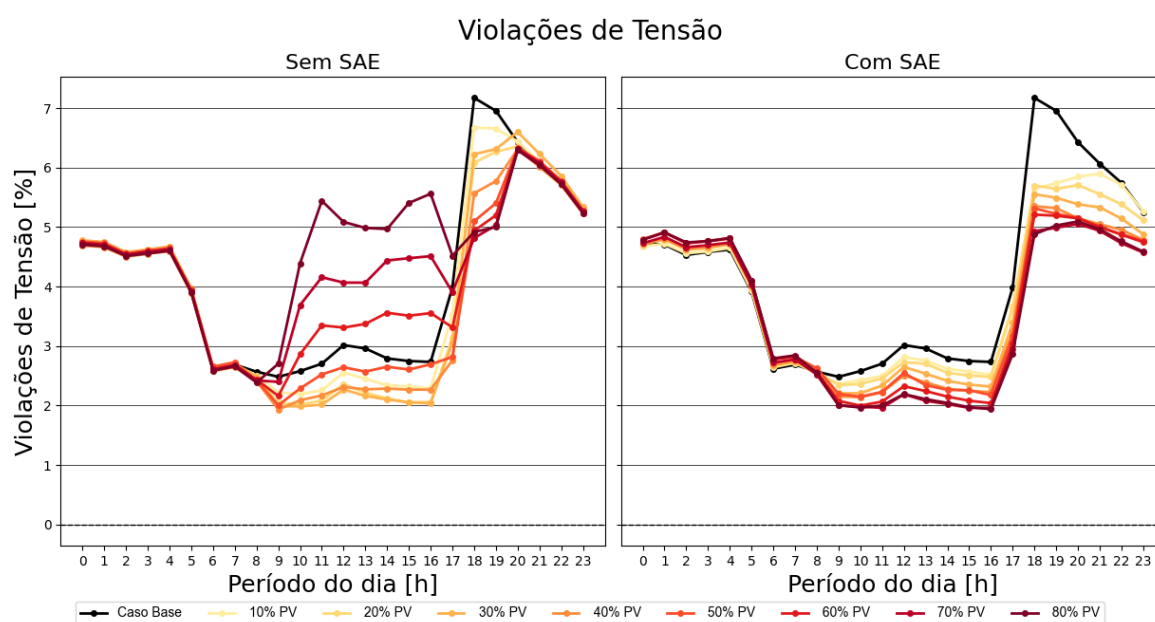


Figura 5.13. Média das violações de tensão ao longo do dia, considerando os diferentes posicionamentos e todos os dias do ano simulados.

Observa-se que a introdução dos SAE reduz as violações de tensão em todos os níveis de penetração analisados. Esse comportamento decorre, principalmente, de dois fatores. Primeiramente, durante o período de geração e carregamento das baterias, os problemas relacionados às sobretensões, ocasionados pelo excedente de geração fotovoltaica, são mitigados. Nesse cenário, o excesso de energia gerada é absorvido pelos SAE, evitando que se reflita em sobretensões na rede.

Em segundo lugar, durante o período de pico das violações de tensão, o despacho das baterias contribui para o atendimento parcial da demanda das unidades consumidoras, reduzindo a potência demandada diretamente do alimentador. Esse alívio de carga sobre o alimentador resulta na mitigação das subtensões durante o horário de pico, promovendo um perfil de tensão mais estável ao longo do período crítico.

Com base nos resultados apresentados acerca dos impactos nas diferentes grandezas técnicas, verifica-se que, para a estratégia de controle de *peak shaving*, a inserção dos SAE contribui

significativamente para a mitigação dos problemas observados no caso base, tais como o pico de demanda, as perdas técnicas e as violações de tensão. Além disso, os SAE auxiliam na redução de impactos adversos decorrentes da inserção dos SFV, como a inversão do fluxo de potência, o aumento das perdas durante o período de geração e o agravamento das sobretensões.

Dessa forma, evidencia-se que a estratégia de *peak shaving* associada à inserção de SAE é capaz de mitigar de forma efetiva diversos impactos técnicos no alimentador, contribuindo para a melhoria da qualidade do serviço e para a operação mais eficiente do sistema. Na sequência, será analisada a estratégia de controle *peak shaving low*, com o objetivo de avaliar os impactos técnicos dessa configuração sobre o perfil de demanda, perdas técnicas e violações de tensão, permitindo a comparação entre as estratégias de controle propostas e a identificação de seus benefícios e limitações no contexto da operação do alimentador.

5.2.4 Caso 4: *Peak Shaving Low*

A Figura 5.14 apresenta o *SoC* dos SAE considerando a estratégia de *peak shaving low*.

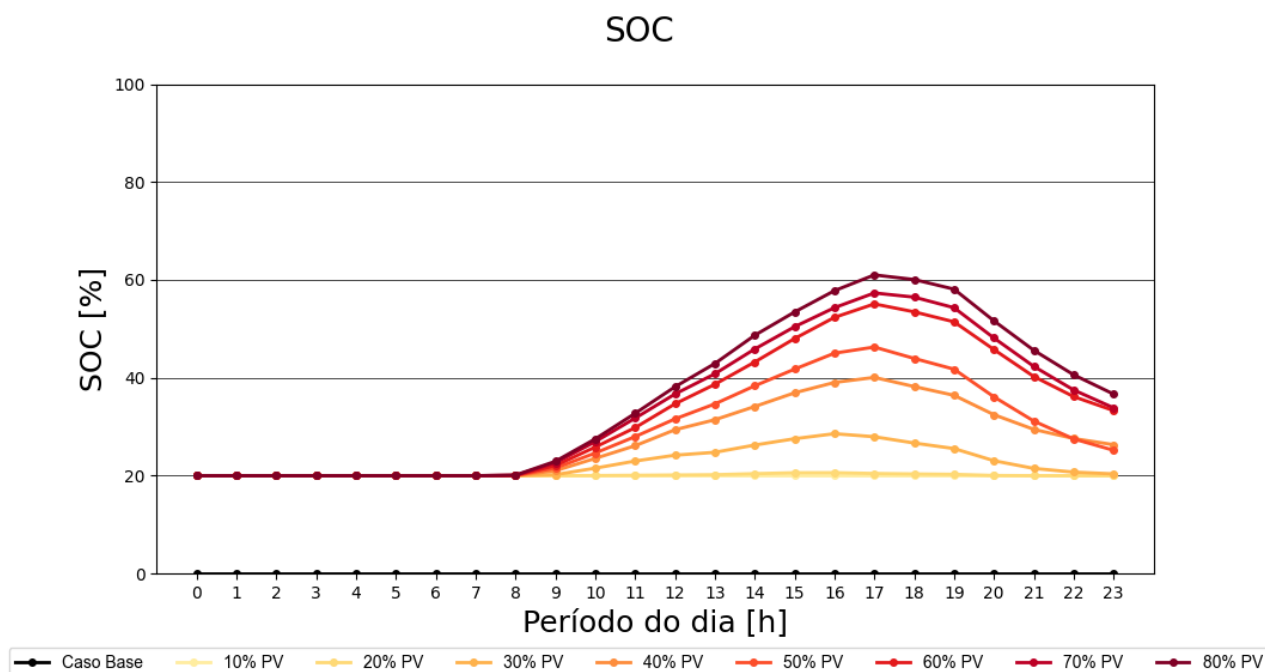


Figura 5.14. Média do *SoC* ao longo do dia, considerando os diferentes posicionamentos e todos os dias do ano simulados.

Para essa estratégia de controle, espera-se que o estado de carga *SoC* do conjunto de baterias aumente durante o período em que o alimentador se encontra próximo a operar em condições

de reversão do fluxo de potência. Isso ocorre porque, conforme o modo de operação configurado para os SAE, as baterias devem armazenar energia proveniente da rede quando a demanda se aproxima de 0 kW, passando a operar como carga para o sistema e, assim, evitando a inversão do fluxo de potência.

Observa-se que, para níveis de penetração de até 20%, o *SoC* permanece próximo de zero ao longo do período analisado, indicando que, nesses casos, não há ocorrência de fluxo reverso de potência. Por outro lado, para níveis de penetração superiores, verifica-se que o *SoC* começa a aumentar a partir das 9 horas, atingindo o pico por volta das 17 horas. Somente após esse horário, observa-se a redução do *SoC*, indicando o início da descarga das baterias durante o período em que a demanda passa a superar a energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos.

Compreendido o comportamento do *SoC* dos SAE sob a estratégia de *peak shaving low*, é possível avaliar de forma mais precisa como a operação das baterias influencia o perfil de demanda do alimentador.

A seguir, analisa-se o impacto dessa estratégia sobre a curva de demanda, 5.11 ao longo do dia, destacando os efeitos associados aos diferentes níveis de penetração de sistemas fotovoltaicos e o papel dos SAE no controle do fluxo reverso de potência e na mitigação dos picos de demanda.

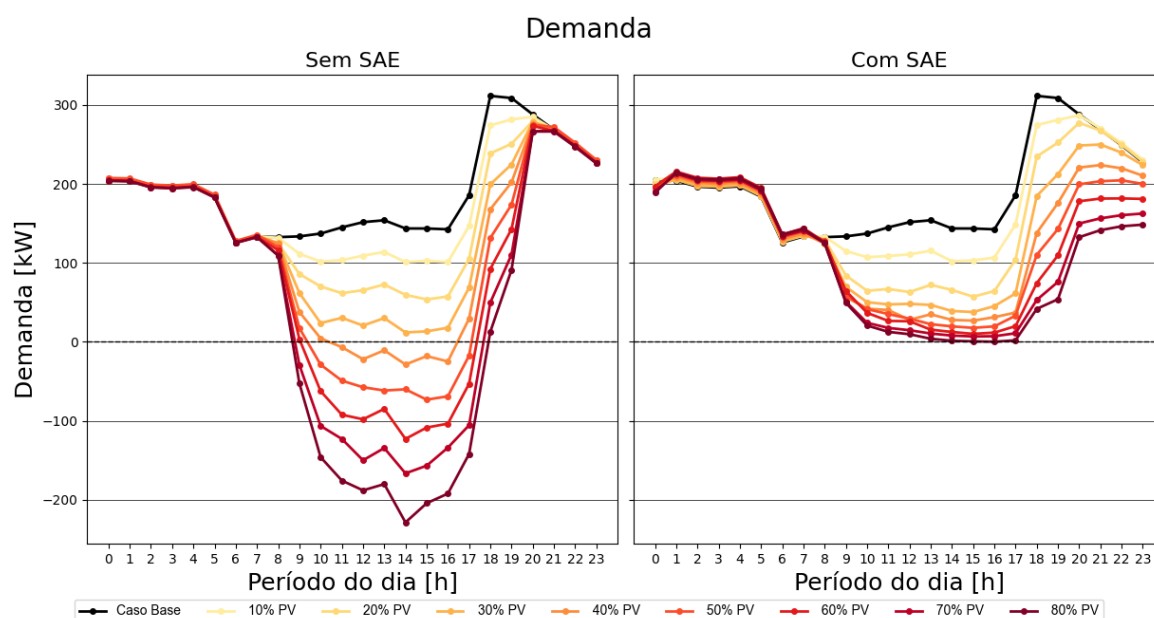


Figura 5.15. Média da demanda ao longo do dia, considerando os diferentes posicionamentos e todos os dias do ano simulados.

Com a integração dos SFV, verifica-se uma redução na demanda do alimentador durante o período de geração, pois parte da potência demandada pelas UCs passa a ser suprida localmente

pelos SFV, diminuindo, assim, a potência requisitada ao alimentador. É importante destacar que essa redução é proporcional ao nível de penetração fotovoltaica. A partir de 40% de penetração, observa-se a ocorrência de fluxo reverso de potência no sistema.

Com a inserção dos SAE sob a estratégia de *peak shaving low*, constata-se que o fluxo reverso de potência é completamente eliminado, independentemente do nível de penetração dos SFV. Adicionalmente, a energia armazenada durante o período de geração é utilizada posteriormente nos horários de pico, proporcionando alívio de carga ao alimentador. Vale ressaltar, ainda, que o pico de demanda é reduzido de forma proporcional ao nível de penetração, uma vez que a potência de descarga das baterias aumenta conforme a capacidade instalada no sistema.

Em seguida, é possível observar os impactos técnicos referentes à estratégia de *peak shaving low* na Figura 5.16.

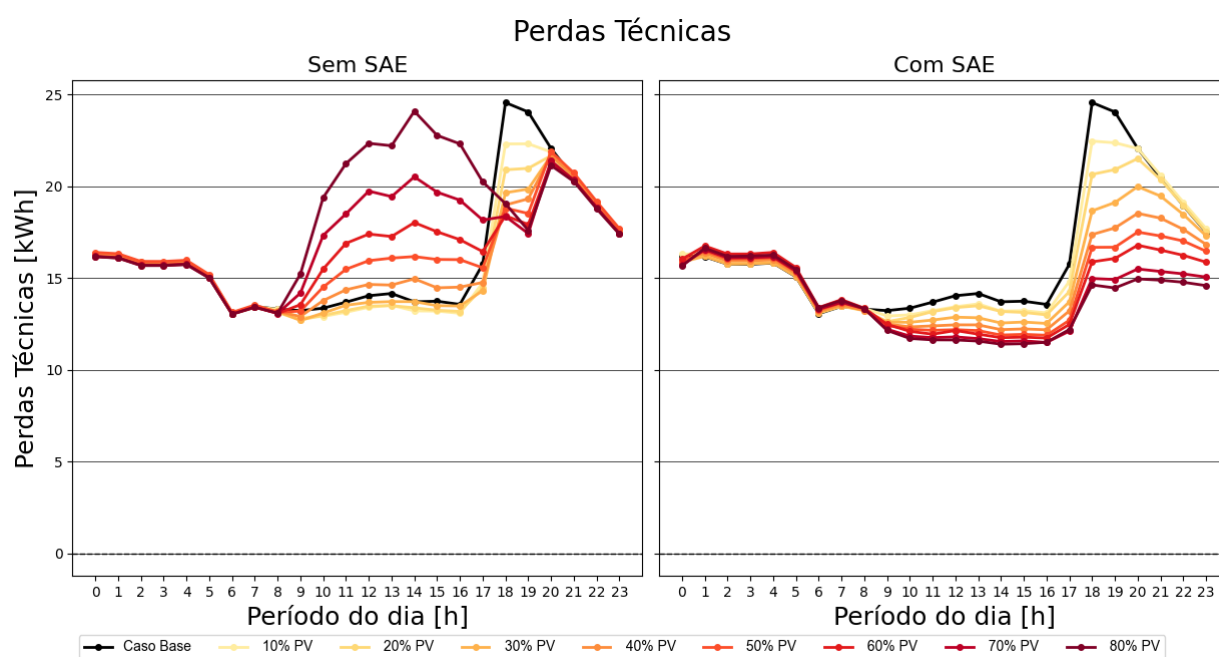


Figura 5.16. Média das perdas técnicas ao longo do dia, considerando os diferentes posicionamentos e todos os dias do ano simulados.

Com a introdução dos SFV, observa-se que, para níveis de penetração inferiores a 40%, as perdas técnicas permanecem aproximadamente constantes durante o período de geração, comportamento semelhante ao do caso base. Por outro lado, ao final do dia, por volta das 19 horas, nota-se uma redução das perdas que ocorre ainda durante o final do período de geração fotovoltaica e o início do pico das perdas. No entanto, com a inserção dos SAE, verifica-se uma redução das perdas nesse intervalo, contribuindo para a mitigação dos problemas causados pelo

excesso de geração. Adicionalmente, durante o período de pico das perdas, torna-se evidente que o despacho das baterias colabora de forma significativa para a redução desses valores, especialmente em cenários com níveis de penetração mais elevados, contribuindo para uma operação mais eficiente do sistema.

Para finalizar a análise dos impactos técnicos, tem-se na Figura 5.17 as violações de tensão para a estratégia de *peak shaving low*.

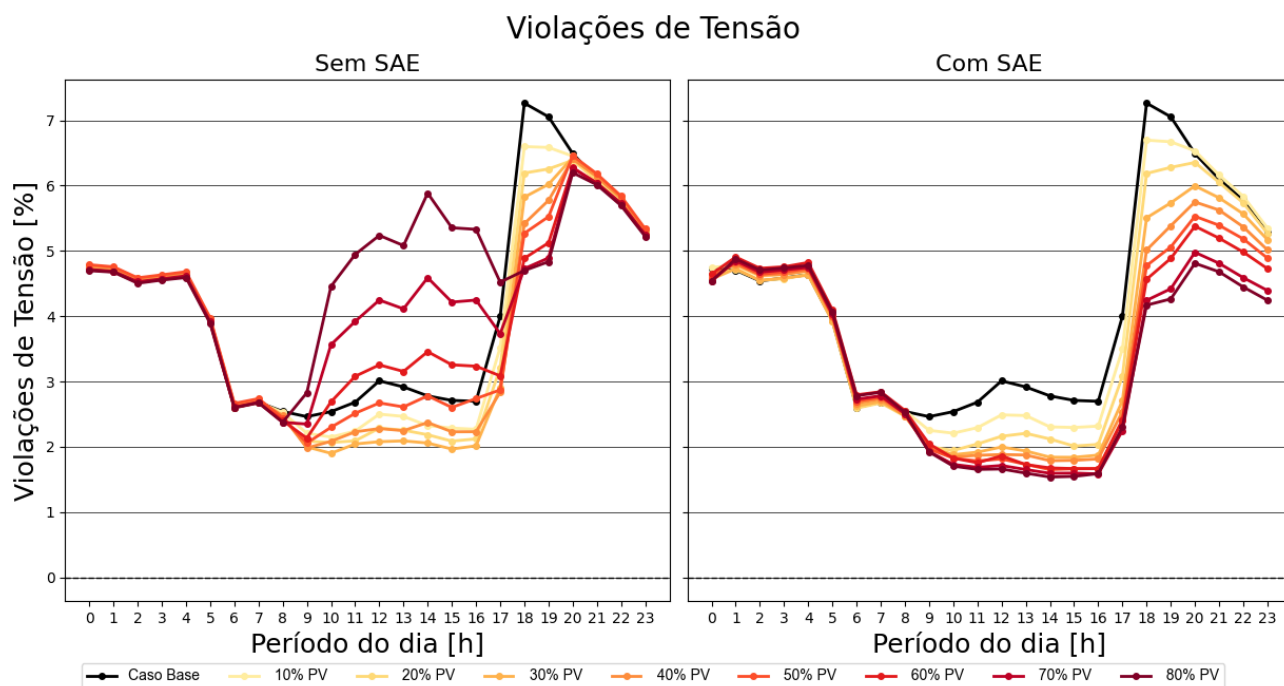


Figura 5.17. Média das violações de tensão ao longo do dia, considerando os diferentes posicionamentos e todos os dias do ano simulados.

Verifica-se que a integração exclusiva de SFV até o nível de 40% de penetração não gera problemas de sobretensões durante o período de geração, quando comparado com o caso base, indicando a ausência de excedente de energia injetada na rede. Observa-se, ainda, que no início do período crítico de violações de tensão, a geração fotovoltaica contribui para a redução desses valores. Contudo, após as 19 horas, esse efeito deixa de ser percebido devido ao encerramento da geração.

Com a inserção dos SAE, constata-se que as violações de tensão são reduzidas em todos os níveis de penetração analisados. Durante o período de geração, a energia excedente, que anteriormente era injetada na rede, passa a ser armazenada pelas baterias, mitigando as sobretensões nesse intervalo. Já no período de pico das violações, o despacho das baterias contribui para o alívio das subtensões associadas ao horário de maior demanda, promovendo uma operação

mais estável do sistema.

Concluída a análise dos impactos técnicos, constata-se que a integração de SAE em conjunto com SFV contribui de maneira significativa para a redução de picos de demanda, mitigação de perdas técnicas e diminuição das violações de tensão no alimentador, além de eliminar o fluxo reverso de potência, mesmo em níveis elevados de penetração. Tendo em vista esses resultados, prossegue-se, a seguir, com a análise dos impactos financeiros das estratégias avaliadas, de forma a quantificar os benefícios financeiros decorrentes da operação dos SAE e dos SFV no sistema elétrico, complementando a análise estocástica realizada neste trabalho.

5.2.5 Análise Comparativa

Após a análise das quatro estratégias de controle, observa-se que, de modo geral, a introdução dos SAE gera impactos positivos sobre a demanda, especialmente nas estratégias de autoconsumo, *peak shaving* e *peak shaving low*. Entre os benefícios sob a perspectiva da operação da rede de distribuição, destacam-se:

1. O melhor aproveitamento do excedente de energia gerada entre 9h e 18h, resultando na eliminação do fluxo reverso de potência;
2. A redução do pico de demanda em relação ao caso base, contribuindo para o alívio da carga no alimentador e evitando o desgaste prematuro dos equipamentos da rede.

No caso da estratégia de arbitragem de preços, diferentemente das demais, observa-se a ocorrência de fluxo reverso de potência. Tal efeito decorre principalmente do dimensionamento das baterias, que são menores em relação às utilizadas nas demais estratégias, uma vez que o objetivo principal é atender à demanda do prosumidor durante os períodos tarifários de ponta e intermediário. Por outro lado, nota-se que, durante esses períodos, há redução da demanda de pico do alimentador; contudo, ao término dos horários de ponta e intermediário, as baterias deixam de operar, restabelecendo a demanda a níveis mais elevados.

Ao analisar as perdas técnicas, percebe-se um comportamento similar. Cabe destacar dois aspectos importantes decorrentes da inserção dos SAE:

1. A redução das perdas após a inserção dos SAE para todos os níveis de penetração, especialmente durante os períodos de pico, das 18 às 23 horas.
2. Anteriormente, com a presença de SFV, constatava-se um aumento das perdas a partir de 40% de penetração fotovoltaica. Para as estratégias de autoconsumo, *peak shaving* e *peak shaving low*, percebe-se a mitigação dos impactos negativos decorrentes do elevado nível de penetração de SFV.

Por fim, a análise sobre os impactos relacionados às violações de tensão segue um comportamento convergente com as demais grandezas. As quatro estratégias de controle apresentam resultados positivos, reduzindo as sobretensões que ocorrem durante o período de geração e as subtensões ao longo do período de pico, ao final da tarde e início da noite. Cabe destacar aqui que:

1. Para as estratégias de autoconsumo, *peak shaving* e *peak shaving low*, fica evidente a redução das violações para todos os níveis de penetração.
2. Para a estratégia de arbitragem de preços, nota-se que as violações de tensão causadas pela introdução dos SFV, principalmente durante o período de geração e para níveis de penetração a partir de 60%, não se reduzem da mesma forma que para as outras estratégias. Por outro lado, durante o fim da tarde e início da noite, as violações de tensão são minimizadas.

De maneira geral, os resultados confirmam que as estratégias de autoconsumo, *peak shaving* e *peak shaving low* apresentam impactos positivos consistentes ao longo de todo o dia, promovendo o aproveitamento do excedente de geração fotovoltaica, eliminando o fluxo reverso de potência e contribuindo para a redução do pico de demanda no alimentador, o que favorece a operação da rede de distribuição e aumenta a vida útil dos equipamentos. Embora a estratégia de arbitragem de preços também apresente aspectos positivos, principalmente ao reduzir a demanda nos horários de ponta e intermediário, observa-se que as demais estratégias se mostram mais completas por garantirem benefícios de forma contínua durante o período de maior geração fotovoltaica e ao longo do dia, maximizando os ganhos técnicos e operacionais sob a perspectiva da distribuidora.

5.3 IMPACTOS FINANCEIROS

Após a análise dos impactos técnicos decorrentes da integração dos SFV e dos SAE no alimentador, passa-se à apresentação dos resultados financeiros associados às grandezas avaliadas. Esta etapa tem por objetivo quantificar os benefícios econômicos resultantes da redução de picos de demanda, mitigação das perdas técnicas e otimização do perfil de tensão do sistema, considerando as estratégias de controle adotadas, sob a perspectiva da distribuidora. Dessa forma, busca-se estabelecer a relação entre os ganhos operacionais observados e o potencial de retorno financeiro das configurações analisadas.

5.3.1 Caso 1: Autoconsumo

A Figura 5.18 apresenta os impactos financeiros associados aos diferentes níveis de penetração, considerando as grandezas técnicas previamente analisadas. As barras indicam o valor esperado dos benefícios ou prejuízos correspondentes a cada nível de penetração, enquanto a curva em azul representa o desvio padrão obtido com base nos diversos cenários simulados, evidenciando a variabilidade dos resultados em função das condições estocásticas consideradas no estudo.

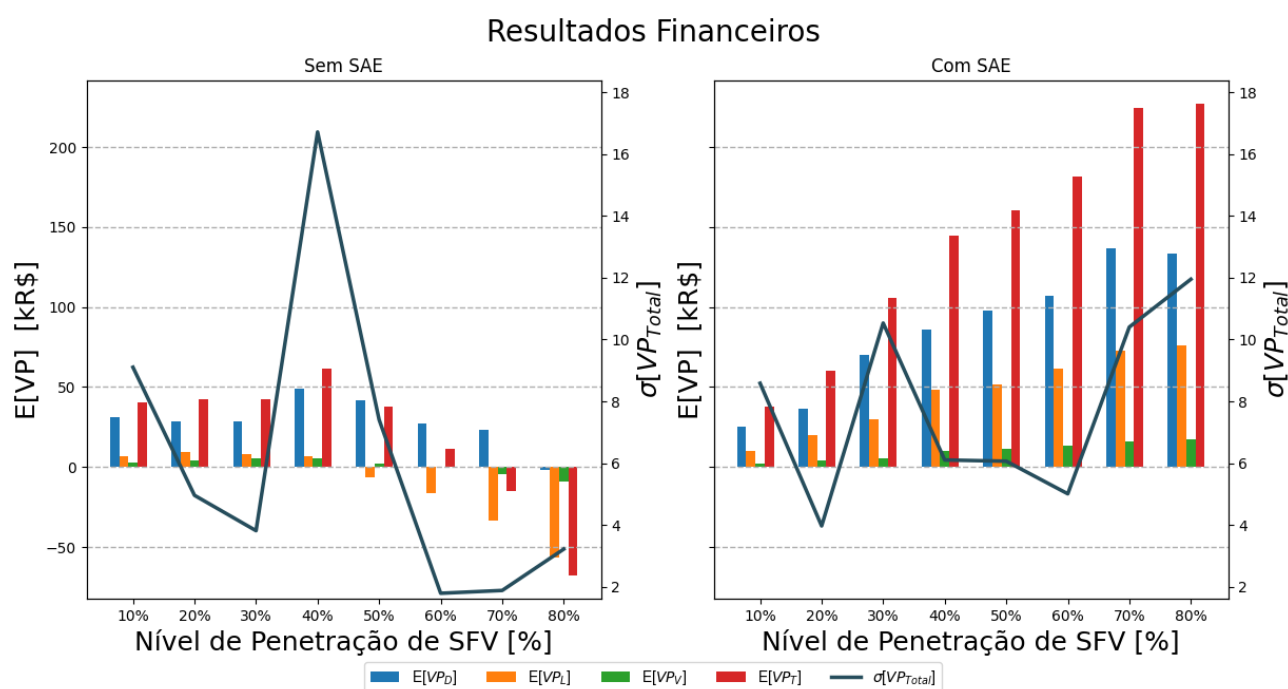


Figura 5.18. Valor esperado resultante da monetização das grandezas técnicas e desvio padrão associado para os diferentes níveis de penetração para a estratégia de autoconsumo.

A barra em azul representa os resultados da monetização dos impactos relacionados à demanda, enquanto a barra em laranja indica os valores associados às perdas técnicas. Já a barra em verde corresponde aos impactos financeiros referentes às violações de tensão. A barra em vermelho apresenta o valor esperado para o custo total, considerando a soma dos diferentes componentes analisados para cada nível de penetração. Os valores positivos representam reduções de custos, enquanto os valores negativos indicam o aumento de custos. Por fim, a curva em azul escuro representa o desvio padrão obtido das diferentes amostras resultantes da simulação dos diversos cenários. Em outras palavras, essa curva representa uma medida de incerteza associada aos resultados dos cenários.

Analizando inicialmente o gráfico à esquerda, observa-se que a inserção de SFV gera benefícios em todas as grandezas elétricas avaliadas até o nível de 40% de penetração. Constata-se que a principal parcela de contribuição associada à redução dos custos totais está vinculada à demanda de pico. Isso indica que os gastos associados à expansão da rede de distribuição são evitados. Nota-se, entretanto, que a partir de 50% de penetração fotovoltaica, as perdas técnicas passam a representar uma parcela negativa nos resultados, indicando um aumento nos custos operacionais para a distribuidora.

O gráfico evidencia que o pico do benefício econômico ocorre no nível de 40% de penetração, resultando em uma economia superior a R\$ 60.000 para o alimentador analisado. Contudo, para níveis de penetração acima de 60%, os resultados tornam-se negativos, indicando prejuízos para a distribuidora. O maior impacto negativo pode ser observado no nível de 80% de penetração, com perdas que acarretam em gastos superiores a R\$ 65.000.

Em relação ao desvio padrão, percebe-se que até 30% de penetração os valores permanecem abaixo de R\$ 10.000, indicando menor variabilidade e maior consistência nos resultados econômicos entre os diferentes cenários simulados. Por outro lado, em 40% de penetração, ocorre um aumento significativo do desvio padrão, alcançando valores próximos a R\$ 16.000, o que reflete uma maior dispersão nos resultados e indica um cenário de incerteza mais elevado para este nível de penetração. Após este ponto, observa-se uma tendência de redução do desvio padrão, evidenciando menor variabilidade nos impactos econômicos associados aos níveis de penetração superiores.

Em síntese, o nível de 40% de penetração fotovoltaica se destaca como um ponto crítico,

apresentando o maior benefício econômico, porém acompanhado de maior incerteza nos resultados. Nos demais níveis de penetração, a variabilidade é menor, resultando em maior previsibilidade quanto aos benefícios ou prejuízos esperados para a distribuidora.

Por outro lado, ao analisar o gráfico à direita, que representa o caso com a presença dos SAE, observa-se que, para todos os níveis de penetração, ocorre uma potencialização dos benefícios econômicos para a distribuidora. Como demonstrado nas análises técnicas anteriores, a introdução dos SAE resulta na redução do pico de demanda, das perdas técnicas e das violações de tensão. Esses efeitos refletem-se de forma clara na monetização dos resultados, evidenciando não apenas o aumento dos benefícios proporcionados pelos SFV, mas também a mitigação dos problemas recorrentes observados em níveis mais elevados de penetração.

Constata-se que, com a inserção dos SAE, nenhum dos cenários avaliados apresenta prejuízos financeiros sob a perspectiva da distribuidora. Destaca-se, ainda, que o pico de retorno financeiro ocorre para o nível de 80% de penetração, superando R\$ 225.000, valor que contrasta com o prejuízo superior a R\$ 65.000 observado anteriormente nesse mesmo nível de penetração sem a presença dos SAE.

Adicionalmente, verifica-se uma redução significativa no desvio padrão em relação ao caso anterior, indicando menor incerteza nos resultados financeiros. Para o nível de 40% de penetração, por exemplo, a incerteza, antes superior a R\$ 16.000, reduz-se para aproximadamente R\$ 6.000 com a introdução dos SAE. Observa-se, contudo, que o maior desvio padrão ocorre no nível de 80% de penetração; ainda assim, ele representa apenas cerca de 5% do valor esperado, evidenciando maior estabilidade e previsibilidade dos resultados financeiros, mesmo em cenários com alta penetração fotovoltaica.

Os resultados apresentados evidenciam que a integração dos SAE potencializa de forma significativa os benefícios técnicos e econômicos associados à inserção de SFV, ao mesmo tempo em que mitiga os impactos negativos observados em níveis elevados de penetração. A redução do pico de demanda, das perdas técnicas e das violações de tensão reflete-se diretamente em ganhos financeiros para a distribuidora, tornando os cenários com SAE mais atrativos sob a perspectiva operacional e econômica, além de promover maior previsibilidade nos resultados, mesmo em condições de alta penetração fotovoltaica.

Diante desses aspectos positivos, tem-se a seguir a análise específica da estratégia de arbi-

tragem de preços, visando avaliar de que forma a operação coordenada dos SAE pode contribuir adicionalmente para a otimização econômica do sistema elétrico, ao explorar as variações tarifárias ao longo do dia e maximizar os benefícios financeiros decorrentes do uso inteligente dos recursos distribuídos.

5.3.2 Caso 2: Arbitragem de Preços

A Figura 5.19 apresenta os resultados referentes aos impactos financeiros para a estratégia de controle de arbitragem de preços.

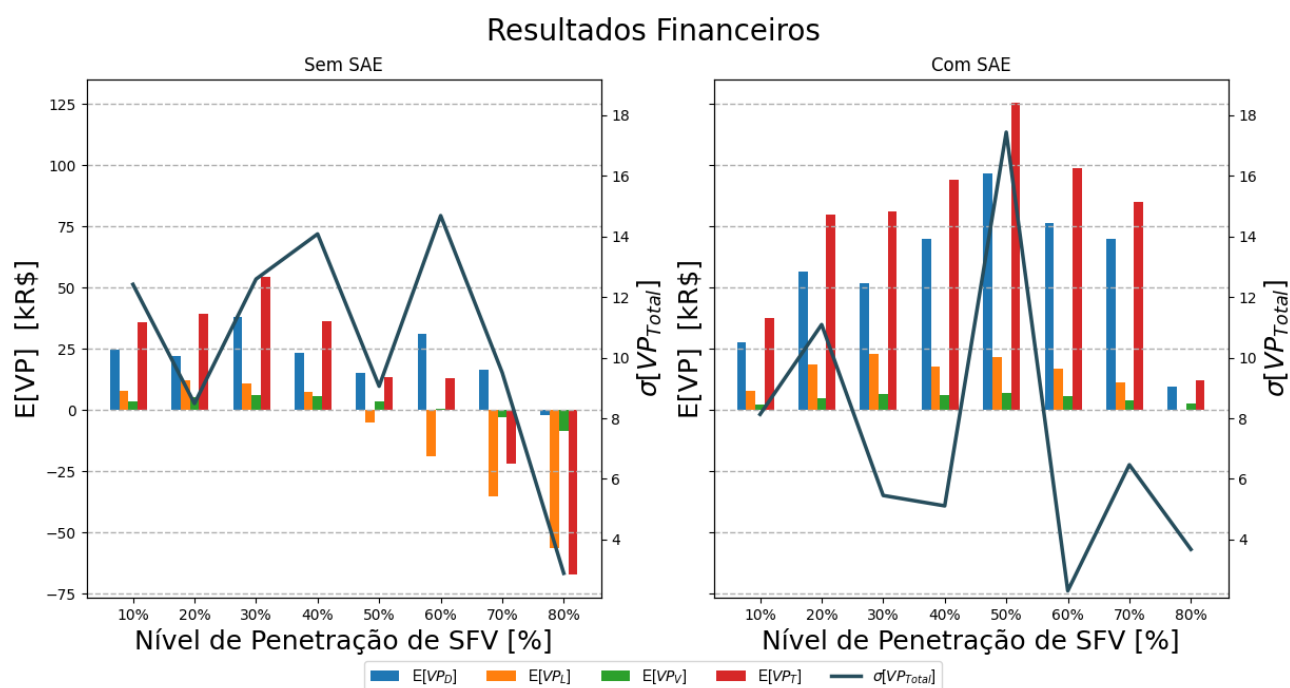


Figura 5.19. Valor esperado resultante da monetização das grandezas técnicas e desvio padrão associado para os diferentes níveis de penetração para a estratégia de arbitragem de preços.

Ao analisar o gráfico à direita, constata-se uma potencialização dos resultados positivos com a presença dos SAE, convertendo inclusive cenários anteriormente deficitários, como os de 70% e 80% de penetração fotovoltaica, em situações de benefício financeiro para a distribuidora. Essa melhora está associada à redução do pico de demanda, à mitigação das perdas técnicas e à diminuição das violações de tensão, proporcionadas pela operação coordenada entre os SAE e os SFV.

Anteriormente, o maior benefício era observado no cenário de 30% de penetração, com um retorno de pouco mais de R\$ 50.000. Com a inserção dos SAE, esse valor aumentou

significativamente, superando R\$ 80.000, o que representa um acréscimo de aproximadamente 48,8%. Em termos absolutos, o maior benefício ocorre para o nível de 50% de penetração, em que o valor esperado, anteriormente de pouco mais de R\$ 13.000, elevou-se para mais de R\$ 125.000 com os SAE, configurando um aumento superior a 800% em relação ao cenário sem armazenamento.

Além disso, constatou-se que a introdução dos SAE resultou na redução do desvio padrão para os níveis de penetração de 40% e 60%, indicando menor variabilidade e maior previsibilidade nos impactos financeiros para esses cenários. Em contrapartida, para o nível de 50% de penetração, observou-se um aumento no desvio padrão, que atingiu aproximadamente R\$ 17.000. No entanto, em termos percentuais, esse valor representa menos de 14% do valor esperado do benefício total, mantendo a atratividade econômica e a estabilidade dos resultados mesmo neste cenário.

Os resultados apresentados demonstram de forma clara que a estratégia de arbitragem de preços, associada à integração dos RED, contribui significativamente para o aumento dos benefícios financeiros, ao mesmo tempo em que reduz a variabilidade dos impactos para a distribuidora em grande parte dos cenários analisados. Após a avaliação detalhada desta estratégia, passa-se, a seguir, à análise dos impactos financeiros decorrentes da aplicação da estratégia de *peak shaving*, visando verificar de que forma o controle da demanda de pico pode potencializar os benefícios operacionais e econômicos no sistema elétrico estudado.

5.3.3 Caso 3: *Peak Shaving*

A Figura 5.20 apresenta o resultado da monetização da integração de SFV e SAE de maneira distribuída ao sistema elétrico.

Destaca-se, contudo, que a integração dos SAE novamente resulta em impactos financeiros positivos para a distribuidora. Esse desempenho está associado a dois fatores principais: primeiramente, à capacidade dos SAE de armazenar o excedente de energia gerada durante o período de maior produção, mitigando tanto as sobretensões quanto os picos de perdas técnicas. Em segundo lugar, à atuação das baterias no controle da demanda máxima, evitando a necessidade de substituição de equipamentos da rede, prolongando a vida útil dos ativos e

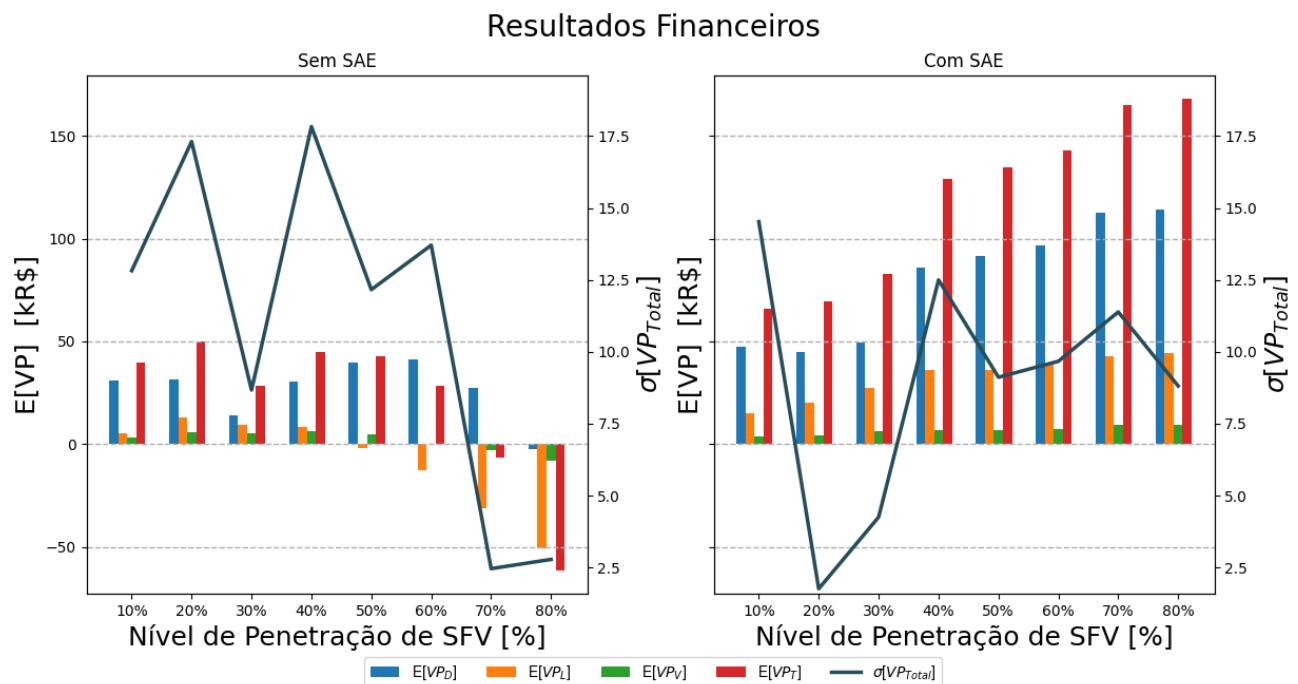


Figura 5.20. Valor esperado resultante da monetização das grandezas técnicas e desvio padrão associado para os diferentes níveis de penetração para a estratégia de *peak shaving*.

reduzindo as perdas técnicas e subtensões durante os períodos de elevada demanda.

Conforme evidenciado nos gráficos, os benefícios financeiros tendem a aumentar proporcionalmente ao nível de penetração, uma vez que níveis mais elevados implicam maior capacidade de armazenamento, possibilitando absorver maiores excedentes de energia e realizar o despacho em momentos de pico de demanda. Observa-se, ainda, que o retorno financeiro máximo supera R\$ 160.000 com a presença dos SAE, enquanto, no cenário com SFV isolado, registrava-se um déficit superior a R\$ 60.000 para o mesmo nível de penetração.

Diante dos resultados apresentados, constata-se que a estratégia de *peak shaving* associada aos SAE proporciona benefícios significativos tanto na mitigação de impactos técnicos quanto na geração de retornos financeiros para a distribuidora, especialmente em cenários de alta penetração fotovoltaica. Com base nesses resultados positivos, prossegue-se para a análise da estratégia de *peak shaving low*, visando investigar como o controle da demanda em patamares ainda mais restritivos pode influenciar os indicadores técnicos e financeiros do sistema elétrico, ampliando as possibilidades de otimização no uso coordenado de geração distribuída e armazenamento.

5.3.4 Caso 4: *Peak Shaving Low*

A Figura 5.21 apresenta os resultados da monetização referentes à estratégia de *peak shaving low*.

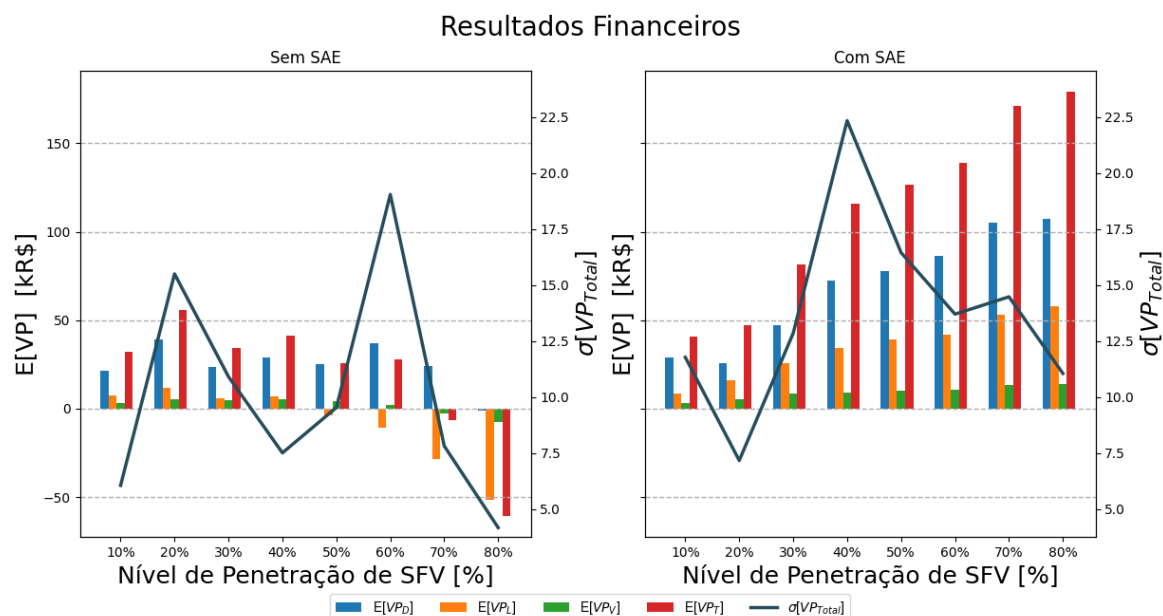


Figura 5.21. Valor esperado resultante da monetização das grandezas técnicas e desvio padrão associado para os diferentes níveis de penetração para a estratégia de *peak shaving low*.

Observa-se que a introdução dos SAE sob a estratégia de *peak shaving low* potencializa os resultados positivos previamente obtidos com a inserção dos SFV, além de reverter cenários que anteriormente resultavam em prejuízos financeiros para a distribuidora. Essa estratégia possibilita a redução do pico de demanda, evitando a necessidade de expansão da rede e a substituição de equipamentos, o que se traduz em um maior valor de monetização associado à demanda.

Adicionalmente, verifica-se a redução das perdas técnicas decorrentes do excesso de geração fotovoltaica, mitigando tanto o aumento das perdas quanto das violações de tensão, que incluem principalmente as sobretensões durante os períodos de geração e as subtensões nos momentos em que ocorre o despacho das baterias. Destaca-se também a erradicação do fluxo reverso de potência, contribuindo para uma operação mais eficiente e segura da rede sob a perspectiva da distribuidora e evitando perdas financeiras associadas a esse fenômeno.

Com a implementação desta estratégia, o valor esperado do valor presente líquido das monetizações atinge um pico de pouco menos de R\$ 180.000 para o nível de 80% de penetração,

enquanto, anteriormente, sem a presença dos SAE, observava-se um prejuízo superior a R\$ 60.000 nesse mesmo cenário. Esses resultados evidenciam que a eliminação do fluxo reverso de potência, aliada à redução de perdas e à limitação da demanda, contribui significativamente para a melhoria da operação da rede e para a sustentabilidade financeira da distribuidora.

Observa-se, ainda, que o desvio padrão atinge seu valor máximo no cenário de 40% de penetração, indicando que, para este nível, foi registrada a maior variabilidade entre os diferentes cenários simulados. Em contrapartida, observa-se que, para o cenário de 80% de penetração, a variabilidade é relativamente baixa quando analisada em termos percentuais, representando pouco mais de 6% em relação ao valor esperado. Esse resultado indica maior previsibilidade e estabilidade nos retornos financeiros mesmo em condições de alta penetração fotovoltaica, reforçando a viabilidade operacional e econômica da estratégia de *peak shaving low* com a utilização dos SAE.

5.3.5 Análise Comparativa Financeira

A análise comparativa entre os cenários com inserção exclusiva de SFV e aqueles integrados com SAE evidencia diferenças substanciais nos impactos técnicos e econômicos para a distribuidora. Inicialmente, observa-se que a penetração dos SFV até o patamar de 40% apresenta benefícios claros, principalmente pela redução da demanda de pico, o que implica em menor necessidade de expansão da infraestrutura da rede. Contudo, para níveis superiores a 50%, os custos associados às perdas técnicas aumentam, revertendo os ganhos econômicos. Isso resulta em prejuízo econômico após os 60% de nível de penetração.

Em contraste, a presença dos SAE promove uma ampliação significativa dos benefícios financeiros em todos os níveis de penetração avaliados, convertendo cenários deficitários em situações economicamente vantajosas. Destaca-se o aumento expressivo do retorno financeiro para penetrações elevadas, como 80%, em que o prejuízo superior a R\$ 65.000, observado sem armazenamento, transforma-se em um ganho superior a R\$ 225.000 para a estratégia de autoconsumo. Essa melhoria está diretamente relacionada à capacidade dos SAE em mitigar picos de demanda, perdas técnicas e violações de tensão, além de erradicar o fluxo reverso de potência.

No que tange à variabilidade dos resultados, a introdução dos SAE reduz de forma significativa o desvio padrão, evidenciando maior estabilidade e previsibilidade financeira. Embora haja aumento de dispersão em alguns níveis, como 50% de penetração na estratégia de arbitragem de preços, tal incremento permanece proporcionalmente baixo, preservando a atratividade econômica do sistema. Isso denota que a operação coordenada entre SFV e SAE não apenas potencializa os ganhos, mas também reduz a incerteza associada, fator crucial para a tomada de decisão estratégica.

A análise das estratégias operacionais específicas reforça a superioridade dos cenários com SAE. A arbitragem de preços potencializa os retornos financeiros, promovendo aumentos substanciais nos benefícios, sobretudo em níveis intermediários de penetração. Já as outras estratégias apresentam impactos positivos crescentes conforme a penetração fotovoltaica aumenta, demonstrando melhor resultado para níveis elevados de penetração fotovoltaica.

Em síntese, os resultados comparativos demonstram que a simples inserção de SFV traz benefícios limitados e condicionados a níveis moderados de penetração, enquanto a integração com SAE, aliada a estratégias operacionais adequadas, amplifica os ganhos técnicos e econômicos e reduz a variabilidade dos resultados. Tal constatação reforça a importância do desenvolvimento e implementação de soluções coordenadas para sistemas elétricos com elevada penetração de geração distribuída, promovendo maior eficiência, confiabilidade e sustentabilidade financeira para os agentes envolvidos.

A Tabela 5.1 sumariza os valores máximos e mínimos do valor esperado e do desvio padrão do valor presente total para quatro estratégias de controle, considerando diferentes níveis de penetração.

Tabela 5.1. Comparação de valores máximos e mínimos do valor esperado e do desvio padrão do valor presente total para as diferentes estratégias de controle.

Indicador	Estratégia 1		Estratégia 2		Estratégia 3		Estratégia 4	
	(kR\$)	pen(%)	(kR\$)	pen(%)	(kR\$)	pen(%)	(kR\$)	pen(%)
$\max(E[VP_T])$	227	80	125	50	167	80	179	80
$\min(E[VP_T])$	37	10	12	80	65	10	40	10
$\max(\sigma[VP_T])$	11,9	80	17,4	50	14,5	10	22,3	40
$\min(\sigma[VP_T])$	3,9	20	2,3	60	1,7	20	7,1	20

5.4 VIABILIDADE ECONÔMICA

Nesta seção, são apresentados e discutidos os resultados referentes à análise de viabilidade econômica da inserção de SFV e SAE no alimentador estudado, considerando diferentes níveis de penetração e estratégias de controle aplicadas. O objetivo é avaliar, sob a perspectiva econômica do prosumidor, os impactos decorrentes da integração dos RED, considerando o fluxo de caixa do prosumidor. Para quantificar e qualificar cada estratégia dentro de um nível de penetração, serão utilizados três indicadores financeiros, a saber: i) VPL, ii) TIRM e iii) PBD, para determinar se o projeto é viável ou inviável.

5.4.1 Caso 1: Autoconsumo

A Tabela 5.2 apresenta os resultados referentes aos valores esperados dos indicadores de viabilidade financeira obtidos no fluxo de caixa, ao considerar os custos e as receitas associadas à integração conjunta de RED.

Ao analisar inicialmente o valor esperado do VPL, destaca-se o seu crescimento conforme o nível de penetração aumenta. Cabe destacar aqui que a receita gerada pelos SFV é substancialmente superior aos custos envolvidos em sua operação e manutenção. Constata-se ainda que o acréscimo na capacidade das baterias, para esta estratégia, não representa um problema financeiro, uma vez que o acúmulo adicional de energia e a receita proveniente da geração fotovoltaica compensam os custos associados à ampliação da capacidade de armazenamento, reforçando a atratividade econômica da integração dos SFV com os SAE. Por fim, é relevante destacar que, para todos os níveis de penetração analisados, o valor esperado do VPL permanece positivo, evidenciando a viabilidade do investimento ao longo do horizonte de tempo do projeto, independentemente do nível de penetração analisado.

Tabela 5.2. Resultados dos valores esperados de VPL, TIRM e PBD para os RED em diferentes níveis de penetração para a estratégia de autoconsumo.

Nível de Penetração	VPL (R\$)	TIRM (%)	PBD (anos)
10%	382.441,37	10,0657	7,16
20%	751.544,82	10,0368	7,13
30%	1.125.106,75	10,0395	7,18
40%	1.527.964,65	10,0584	7,18
50%	2.081.608,29	10,2320	6,92
60%	2.340.021,44	10,1050	7,08
70%	2.627.429,71	10,0345	7,09
80%	2.980.139,87	10,0174	7,19

Prosseguindo para o segundo indicador financeiro, analisa-se o valor esperado da TIRM, associada à taxa mínima de atratividade (TMA). Considera-se que um projeto é economicamente viável quando a TIRM é igual ou superior à TMA, que, neste estudo, foi definida como a taxa Selic média ao longo do ano de 2024, correspondente a 10,83%. Observando os resultados obtidos, verifica-se que, para todos os níveis de penetração analisados, o valor esperado da TIRM não atinge o patamar da TMA, indicando que, sob este critério, os projetos avaliados não são considerados viáveis.

Observa-se que os valores obtidos para a TIRM se aproximam do valor da TMA em todos os níveis de penetração, indicando que, embora não ultrapassem o valor de referência, os projetos apresentam uma rentabilidade compatível com a taxa mínima de atratividade adotada neste estudo, sinalizando seu potencial de viabilidade em contextos onde a expectativa de retorno se mantenha alinhada à Selic vigente. Entretanto, os resultados sugerem que o prosumidor poderia optar por alocar seus recursos em outros projetos que ofereçam retornos equivalentes ou superiores ao valor da TMA estabelecida, tendo em vista que o seu retorno financeiro seria um pouco maior.

Por fim, pode-se observar que, de maneira geral, o valor esperado do PBD é sempre inferior a 8 anos, o que indica a viabilidade por este critério. Este comportamento evidencia que a contabilização da receita advinda da geração de energia, bem como o despacho das baterias durante os momentos de déficit energético, desempenham um papel relevante na composição do fluxo de caixa do projeto, refletindo diretamente no tempo necessário para o retorno do investimento e na viabilidade econômica da iniciativa sob a perspectiva do prosumidor.

Concluindo a análise de viabilidade econômica sob a perspectiva dos três indicadores avali-

ados, observa-se que, de forma geral, a integração de SAE e SFV apresenta resultados consistentes quanto à viabilidade dos projetos, proporcionando retornos financeiros positivos e, em muitos casos, redução do tempo de retorno do investimento, mesmo em cenários de penetração elevada. Embora o valor esperado da TIRM, em alguns casos, não supere a TMA estabelecida, os resultados de valor esperado do VPL e PBD reforçam a atratividade econômica dos investimentos, destacando o papel dos RED na mitigação de perdas e na otimização do uso da geração distribuída.

Dando continuidade à análise, a próxima seção apresenta os resultados dos indicadores financeiros considerando a estratégia de arbitragem de preços, permitindo avaliar de forma detalhada como a operação dos SAE em conjunto com os SFV sob esta estratégia impacta os retornos econômicos do projeto, considerando diferentes postos tarifários a depender do horário de consumo de energia.

5.4.2 Caso 2: Arbitragem de Preços

A seguir, a Tabela 5.3 apresenta os resultados dos indicadores financeiros, considerando a estratégia de arbitragem de preços para os diferentes níveis de penetração.

Verifica-se que, independentemente do nível de penetração analisado, o valor esperado do VPL permanece positivo, indicando a viabilidade econômica do projeto sob esta métrica. Além disso, observa-se uma tendência de crescimento do VPL à medida que o nível de penetração aumenta.

No que se refere ao valor esperado da TIRM, constata-se que os valores esperados são todos superiores à TMA, para todos os níveis de penetração, caracterizando viabilidade sob este critério. Isso indica uma rentabilidade compatível e um cenário financeiramente atrativo, evidenciando a viabilidade econômica do projeto sob esta perspectiva.

Tabela 5.3. Resultados dos valores esperados do VPL, TIRM e PBD para os RED em diferentes níveis de penetração para a estratégia de arbitragem de preços

Nível de Penetração	VPL (R\$)	TIRM (%)	PBD (anos)
10%	838.280,60	13,2053	3,59
20%	1.704.449,04	13,2333	3,57
30%	2.435.920,77	13,0923	3,67
40%	3.463.689,73	13,2992	3,50
50%	4.199.005,12	13,1953	3,58
60%	4.850.278,71	13,0540	3,69
70%	5.755.228,97	13,1480	3,64
80%	6.515.983,05	13,1192	3,66

Por fim, ao analisar o valor esperado do PBD, verifica-se que o investidor obtém o retorno do capital investido em todos os níveis de penetração, reforçando a viabilidade do projeto sob este indicador. Para qualquer nível de penetração, o prosumidor terá o retorno do seu investimento em até 4 anos após a implementação do projeto.

Concluída a análise dos indicadores de viabilidade econômica sob a estratégia de arbitragem de preços, verifica-se que a combinação entre SAE e SFV demonstra resultados consistentes quanto ao retorno financeiro, apresentando valor esperado do VPL positivo, TIRM compatível ou superior à TMA, e tempos de retorno atrativos sob o PBD.

Dando continuidade ao estudo, a próxima seção apresenta a análise dos indicadores financeiros considerando a estratégia de *peak shaving*, permitindo avaliar a viabilidade econômica dos projetos para os prosumidores.

5.4.3 Caso 3: *Peak Shaving*

A Tabela 5.4 apresenta os resultados para os indicadores de viabilidade econômica considerando os resultados obtidos durante a etapa de determinação dos impactos técnicos para a estratégia de *peak shaving*. Com isso, será possível identificar como a operação dos SAE voltada para a redução de picos de demanda influencia os fluxos de caixa e a atratividade econômica, ampliando o embasamento para a tomada de decisão sobre a estratégia de operação mais vantajosa na gestão de RED.

Tabela 5.4. Resultados dos valores esperados do VPL, TIRM e PBD para os RED em diferentes níveis de penetração para a estratégia de *peak shaving*.

Nível de Penetração	VPL (R\$)	TIRM (%)	PBD (anos)
10%	637.213,43	11,0368	5,40
20%	1.495.570,67	11,4745	4,93
30%	2.105.953,42	11,3644	5,19
40%	2.621.073,42	11,1905	5,47
50%	3.096.420,89	11,0709	5,68
60%	3.525.390,80	10,9413	5,86
70%	4.055.624,70	10,9215	5,99
80%	4.446.887,17	10,8314	6,16

Ao considerar a receita proveniente dos RED, verifica-se que o valor esperado do VPL permanece positivo em todos os níveis de penetração analisados, indicando viabilidade econômica para o prosumidor independentemente do nível de penetração adotado. Além disso, observa-se uma tendência de crescimento do valor esperado do VPL à medida que o nível de penetração aumenta, o que demonstra que a receita advinda da geração fotovoltaica se sobrepõe aos custos relacionados à aquisição de equipamentos como módulos fotovoltaicos, inversores, baterias, bem como aos custos de operação e manutenção do sistema. Esse comportamento reforça a atratividade do investimento em SFV, especialmente quando associado ao uso de SAE na estratégia de *peak shaving*, contribuindo para o aumento do retorno financeiro ao longo do horizonte de tempo do projeto.

Ao considerar a receita proveniente dos SFV em conjunto com os SAE, constata-se que o valor esperado da TIRM permanece acima da TMA para todos os níveis de penetração analisados. Esse comportamento evidencia a relevância da geração fotovoltaica para a viabilidade econômica do projeto, uma vez que a receita advinda da autoprodução de energia permite ao prosumidor alcançar uma rentabilidade compatível ou superior à taxa de atratividade, independentemente do nível de penetração considerado. Assim, fica demonstrada a importância da combinação entre SAE e SFV na estratégia de *peak shaving* para a consolidação de projetos economicamente viáveis sob a ótica do prosumidor.

Ao considerar a inserção conjunta dos RED, verifica-se que o valor esperado do PBD ocorre sempre antes do término do horizonte de tempo do projeto, independentemente do nível de penetração adotado. Esse resultado demonstra que a presença dos SFV torna-se essencial para assegurar a viabilidade econômica do projeto sob a ótica do PBD, garantindo ao prosumidor o

retorno do capital investido em tempo hábil, mesmo em cenários de elevada penetração. Dessa forma, reforça-se a relevância da integração entre SFV e SAE na estratégia de *peak shaving* como fator determinante para a viabilidade financeira do investimento ao longo de sua operação.

5.4.4 Caso 4: *Peak Shaving Low*

Para finalizar a análise de viabilidade econômica, faz-se necessário observar os resultados obtidos para a última estratégia de controle. A Tabela 5.5 apresenta os resultados referentes aos indicadores financeiros.

Tabela 5.5. Resultados dos valores esperados do VPL, TIRM e PBD para os RED em diferentes níveis de penetração para a estratégia de *peak shaving low*.

Nível de Penetração	VPL (R\$)	TIRM (%)	PBD (anos)
10%	470.612,38	10,5056	7,28
20%	964.563,26	10,5725	7,13
30%	1.505.561,73	10,6645	6,89
40%	2.333.830,70	10,9898	6,23
50%	2.911.260,35	10,9703	6,19
60%	3.879.700,54	11,2092	5,79
70%	4.380.763,16	11,1212	5,85
80%	4.945.627,03	11,0765	5,91

Constata-se, a partir da tabela apresentada, que para todos os níveis de penetração analisados, o valor esperado do VPL permanece sempre positivo, indicando a viabilidade do projeto. Destaca-se ainda que, com a integração dos RED, a viabilidade financeira se mantém positiva para todos os níveis de penetração, atingindo seu valor máximo em 80% de penetração, com um VPL de R\$ 4.945.627,03.

Ao considerar a inserção conjunta de SFV e SAE, observa-se que o valor esperado da TIRM se aproxima do valor da TMA, embora não a ultrapasse até o nível de 30% de penetração. A partir desse ponto, a TIRM supera a TMA de forma consistente, indicando a viabilidade econômica do projeto para o prosumidor, conforme os critérios adotados.

Por fim, o último critério analisado é o valor esperado do PBD, que, assim como os demais indicadores, também confirma a viabilidade econômica para todos os níveis de penetração. Para o caso conjunto dos RED, o PBD se mantém sempre inferior a 8 anos, indicando a viabilidade econômica do projeto. Cabe destacar que, conforme o nível de penetração aumenta, também

é possível observar a redução do PBD, o que indica uma maior atratividade por parte dos prosumidores.

Em síntese, a inserção conjunta dos SFV aos SAE demonstra-se fundamental para viabilizar o projeto em todos os níveis de penetração analisados. Essa integração possibilita valores positivos e crescentes de VPL mesmo em níveis baixos de penetração, TIRM superiores à TMA a partir de 30%, e PBD consistentemente inferiores a 8 anos, aumentando a atratividade do investimento para o prosumidor.

5.4.5 Comparação da Viabilidade Econômica para as Estratégias de Controle

Observa-se que a estratégia de arbitragem de preços apresenta os maiores valores esperados de VPL em todos os níveis de penetração, alcançando R\$ 6,5 milhões em 80%, evidenciando ser a mais rentável sob o ponto de vista do prosumidor. A estratégia de *peak shaving low* também apresenta resultados expressivos, chegando a R\$ 4,94 milhões em 80%, indicando bom desempenho financeiro. A estratégia de *peak shaving* apresenta VPL intermediário, alcançando R\$ 4,44 milhões em 80%, com crescimento contínuo à medida que o nível de penetração aumenta. Por fim, a estratégia de autoconsumo, embora sempre positiva e crescente, possui os menores valores absolutos de VPL, atingindo R\$ 2,98 milhões em 80%, mas ainda assim demonstrando viabilidade econômica ao longo de toda a faixa analisada.

Em termos de TIRM, a arbitragem de preços novamente se destaca, apresentando valores entre 13,05% a.a. e 13,30% a.a., superiores à TMA de 10,83% a.a. em todos os níveis, garantindo a viabilidade do projeto. A estratégia de *peak shaving low* também supera a TMA a partir de níveis intermediários, com TIRM entre 10,50% a.a. e 11,20% a.a., mantendo a viabilidade ao longo dos níveis analisados. A estratégia de *peak shaving* apresenta TIRM acima da TMA em praticamente todos os níveis, variando de 10,83% a.a. a 11,47% a.a., assegurando viabilidade financeira robusta. Já a estratégia de autoconsumo apresenta TIRM próximas à TMA, oscilando ao redor de 10% a.a., indicando inviabilidade, porém vale destacar que o valor se aproxima bastante da TMA do prosumidor.

No que se refere ao valor esperado do PBD, a arbitragem de preços demonstra os menores tempos de retorno, em torno de 3,5 a 3,7 anos, independentemente do nível de penetração, o

que representa alta atratividade para o prosumidor. A estratégia de *peak shaving low* apresenta PBD baixo e decrescente, reduzindo de 7,28 anos em 10% de penetração para 5,91 anos em 80%, evidenciando bom retorno com o aumento da penetração. A estratégia de *peak shaving* mostra valores de PBD ligeiramente superiores, variando de 5,40 anos em 10% para 6,16 anos em 80%, indicando um retorno atrativo, mas em prazos um pouco maiores. Por último, a estratégia de autoconsumo apresenta os maiores valores de PBD entre as quatro estratégias, mantendo-se em torno de 7 anos ao longo de todos os níveis de penetração, indicando viabilidade, mas com maior tempo de espera para o retorno do investimento.

De forma geral, a estratégia de arbitragem de preços se destaca como a mais rentável e rápida em termos de retorno financeiro, com valor esperado de VPL elevado, TIRM acima da TMA e PBD significativamente baixo em todos os níveis de penetração. A estratégia de *peak shaving low* demonstra também excelente desempenho, sendo vantajosa ao apresentar altos valores de VPL, TIRM superior à TMA e PBD reduzido, especialmente em níveis elevados de penetração. A estratégia de *peak shaving* apresenta bom equilíbrio entre viabilidade financeira e retorno de investimento, enquanto a estratégia de autoconsumo, embora viável em quase todas as condições, possui menor atratividade relativa, com VPL mais modesto, TIRM próximo ao limiar da TMA e PBD mais longo. Assim, para o prosumidor que busca maior retorno financeiro e menor tempo de retorno, a arbitragem de preços se mostra como a opção mais vantajosa, enquanto as demais estratégias, especialmente *peak shaving low* e *peak shaving*, são recomendadas quando se deseja associar benefícios técnicos à operação da rede com resultados financeiros consistentes.

Tabela 5.6. Comparação de valores máximos e mínimos do valor esperado dos indicadores de viabilidade para as diferentes estratégias de controle.

Indicador	Estratégia 1		Estratégia 2		Estratégia 3		Estratégia 4	
	(kR\$)	pen(%)	(kR\$)	pen(%)	(kR\$)	pen(%)	(kR\$)	pen(%)
$\max(VPL)$	2980	80	6515	80	4446	10	4945	80
$\min(VPL)$	382	10	838	10	637	80	470	10
$\max(TIRM)$	10,23	50	13,29	40	11,47	20	11,21	60
$\min(TIRM)$	10,01	80	13,05	60	10,83	80	10,50	10
$\min(PBD)$	7,19	80	3,69	60	6,16	80	7,28	10
$\min(PBD)$	6,92	50	3,50	40	4,93	20	5,79	60

A Tabela 5.6 apresenta uma comparação detalhada dos valores máximos e mínimos dos indicadores de viabilidade econômica para quatro diferentes estratégias de controle, considerando

também o nível de penetração associado a cada valor.

5.4.6 Análise de Sensibilidade

A Figura 5.22 apresenta os resultados obtidos com a incorporação de diferentes percentuais de prêmio oferecidos pela distribuidora aos prosumidores. Observa-se, em primeiro lugar, que a introdução do prêmio eleva o valor esperado do VPL em todos os níveis de penetração, aumentando a atratividade do investimento para o prosumidor.

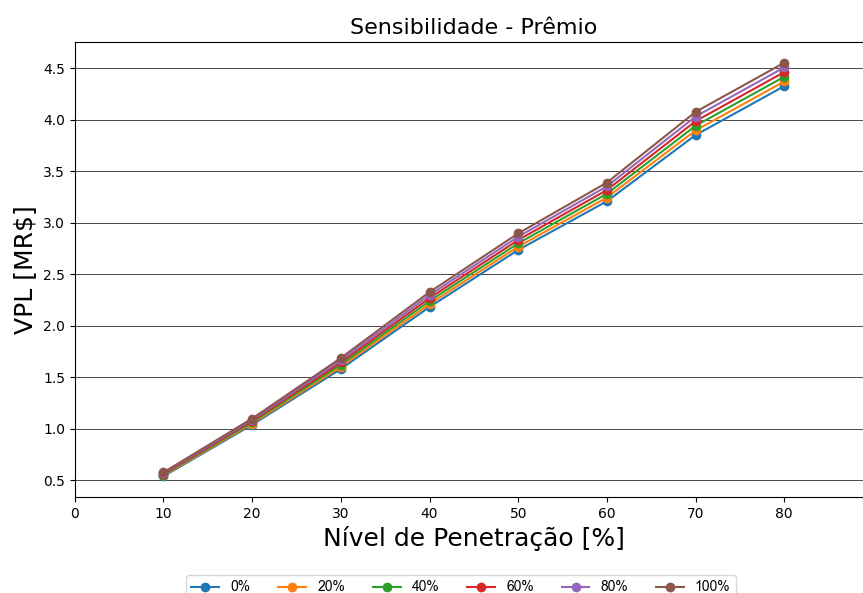


Figura 5.22. Sensibilidade do VPL ao considerar a redistribuição de uma porcentagem do retorno financeiro da distribuidora aos prosumidores para a estratégia de autoconsumo.

Além disso, conforme o percentual do prêmio fornecido pela distribuidora aumenta, ocorre um crescimento proporcional do VPL, ampliando o retorno financeiro percebido pelos prosumidores. Nota-se também que, para níveis de penetração mais baixos, o impacto do prêmio sobre o valor esperado do VPL é relativamente limitado, indicando que a redistribuição dos benefícios financeiros pela distribuidora gera pouca variabilidade neste indicador.

Em contrapartida, em níveis de penetração mais elevados, a aplicação do prêmio resulta em uma maior variação do VPL, evidenciando que a estratégia se torna mais vantajosa para os prosumidores em cenários de alta penetração fotovoltaica, ao mesmo tempo em que proporciona maior retorno operacional para a distribuidora.

A Figura 5.23 apresenta a sensibilidade relacionada à distribuição do prêmio aos prosumidores para a estratégia de arbitragem de preços.

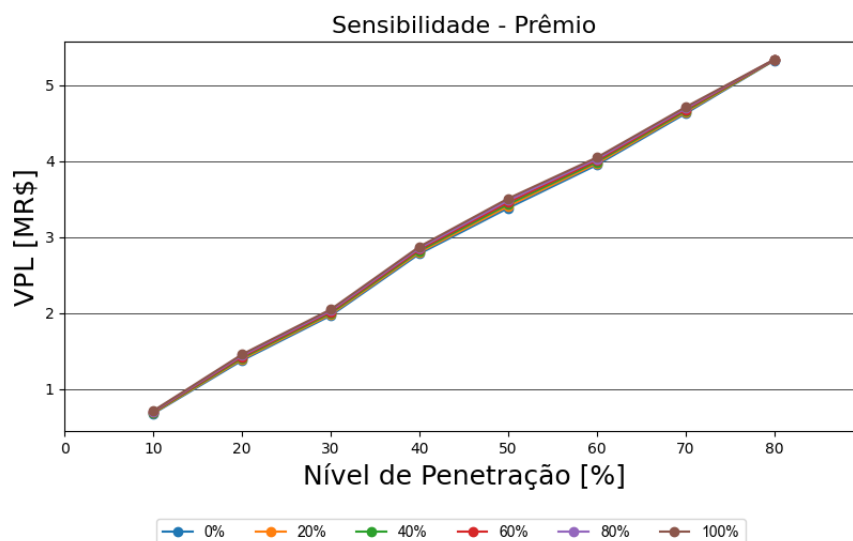


Figura 5.23. Sensibilidade do VPL ao considerar a redistribuição de uma porcentagem do retorno financeiro da distribuidora aos prosumidores para a estratégia de arbitragem de preços.

Para a estratégia de arbitragem de preços, observa-se um comportamento distinto em relação ao verificado na estratégia de autoconsumo. Nota-se que a incorporação do prêmio pela distribuidora gera uma variação pouco significativa no VPL, evidenciando um impacto financeiro limitado dessa variável nesse cenário.

Verifica-se que, tanto para níveis de penetração baixos quanto para níveis elevados, os valores de VPL permanecem praticamente constantes, independentemente do percentual de prêmio aplicado. Por outro lado, em níveis de penetração intermediários, identifica-se uma maior diferença entre os valores de VPL obtidos nos extremos de percentuais de prêmio, indicando uma maior sensibilidade do indicador nesses casos. Esse comportamento sugere que os níveis de penetração intermediários proporcionam um retorno operacional mais expressivo para a distribuidora, resultando em um prêmio distribuído mais significativo aos prosumidores e, consequentemente, em um aumento proporcional do VPL nesses cenários.

A Figura 5.24 exhibe os resultados oriundos da incorporação de um prêmio na análise do VPL para a estratégia de *peak shaving*.

Na estratégia de *peak shaving*, observa-se que o VPL apresenta tendência de crescimento com o aumento do prêmio fornecido pela distribuidora. Assim como nas análises anteriores, os níveis

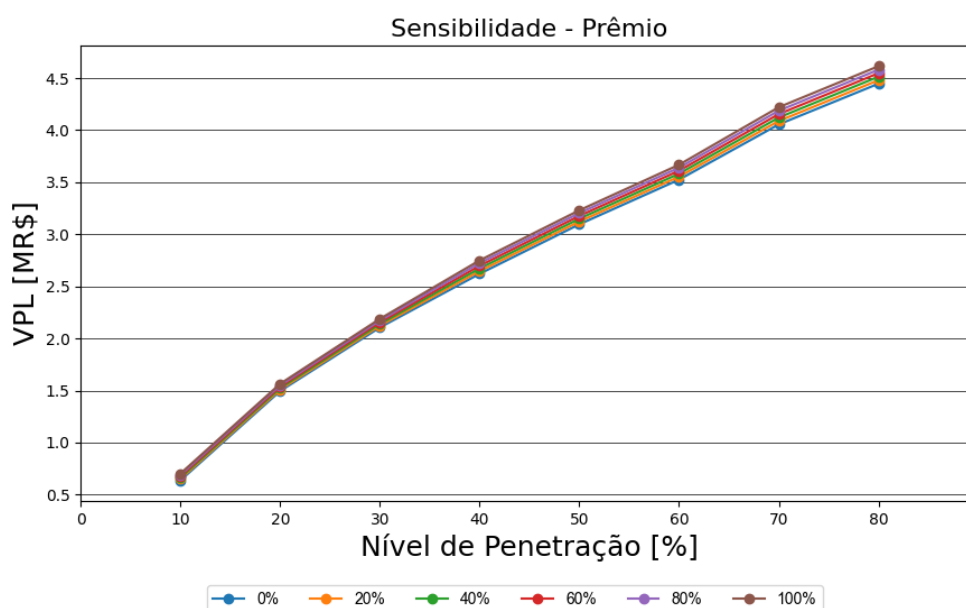


Figura 5.24. Sensibilidade do VPL ao considerar a redistribuição de uma porcentagem do retorno financeiro da distribuidora aos prosumidores para a estratégia de *peak shaving*.

de penetração mais baixos apresentam uma variação pouco significativa no VPL, indicando que o prêmio redistribuído possui impacto limitado nestes cenários.

Entretanto, para níveis elevados de penetração, o VPL cresce de forma mais acentuada à medida que o percentual de prêmio aumenta, evidenciando que a estratégia proporciona um retorno financeiro mais relevante nesses casos. Isso demonstra que a aplicação do *peak shaving* é particularmente eficaz em contextos de alta penetração fotovoltaica, em que o excedente de energia gerada, acumulada e despachada no momento ideal resulta em um prêmio mais expressivo, potencializando a atratividade financeira para o prosumidor.

Por fim, a Figura 5.25 apresenta os resultados da variabilidade do prêmio associados à estratégia de *peak shaving low*.

Para a estratégia de *peak shaving low*, verifica-se que o VPL cresce de forma consistente com o aumento do prêmio fornecido pela distribuidora, sendo que os níveis de penetração mais elevados apresentam maior destaque neste crescimento. Isso ocorre porque, em cenários de alta penetração fotovoltaica, há uma maior capacidade instalada de baterias, permitindo armazenar volumes mais significativos de energia excedente durante o período de geração e evitar a reversão do fluxo de potência, que gera maiores perdas e violações de tensão na rede. Consequentemente, a estratégia resulta em um prêmio mais expressivo redistribuído ao prosumidor. Assim, fica

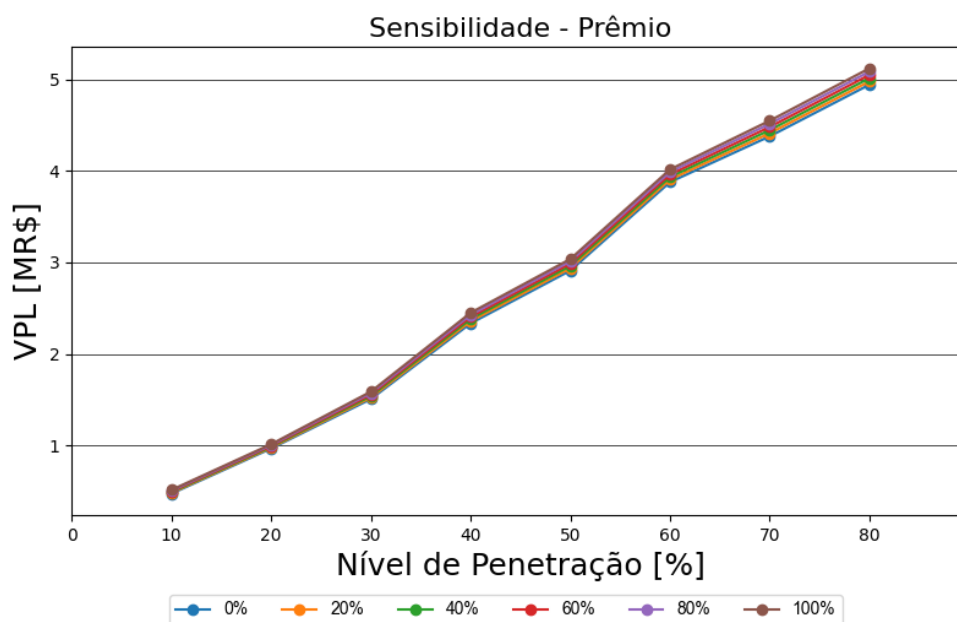


Figura 5.25. Sensibilidade do VPL ao considerar a redistribuição de uma porcentagem do retorno financeiro da distribuidora aos prosumidores para a estratégia de *peak shaving low*.

evidente que o *peak shaving low* se mostra particularmente vantajoso sob o ponto de vista financeiro em cenários de alta penetração.

Dessa forma, conclui-se que os benefícios financeiros observados com a aplicação do prêmio pela distribuidora variam de acordo com o nível de penetração e a estratégia de controle adotada. Apesar de, em muitos casos, o aumento de atratividade proporcionado pela distribuição do prêmio não ser tão expressivo em valores absolutos, constata-se que este mecanismo contribui positivamente para a viabilidade dos projetos de RED, oferecendo ao prosumidor um retorno financeiro adicional e reforçando a atratividade de investimentos em estratégias de controle que alinham os interesses do consumidor com os benefícios operacionais para a distribuidora.

5.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou uma análise abrangente dos impactos técnicos, financeiros e de viabilidade econômica associados às quatro estratégias de controle estudadas para a inserção de SFV e SAE em redes de distribuição, avaliando diferentes níveis de penetração e considerando as incertezas estocásticas associadas.

- Sob a perspectiva dos impactos técnicos, observou-se que a inserção dos SFV, isolada-

mente, contribui para a redução da demanda do alimentador durante o período de geração, mas pode ocasionar desafios operacionais como o aumento das perdas técnicas e a ocorrência de violações de tensão em níveis elevados de penetração, além da possibilidade de fluxo reverso de potência. Por outro lado, a integração dos SAE demonstrou ser uma solução eficaz para mitigar esses impactos negativos, contribuindo para a redução das perdas técnicas, suavização de violações de tensão e eliminação do fluxo reverso de potência, especialmente durante os períodos críticos de operação da rede;

- Sob a ótica financeira da distribuidora, os resultados indicaram que a inserção dos SFV pode gerar benefícios, mas esses podem ser limitados ou até revertidos em prejuízos em cenários de alta penetração, devido ao aumento das perdas técnicas e das violações de tensão. A inclusão dos SAE, em todas as estratégias, apresentou-se como um fator crucial para potencializar os resultados positivos, transformando cenários de prejuízo em cenários de benefício financeiro, ao reduzir as perdas técnicas, controlar a demanda de pico e melhorar os indicadores de operação da rede, com retornos financeiros cada vez maiores para níveis mais elevados de penetração;
- Na perspectiva do prosumidor, os indicadores de viabilidade econômica analisados demonstraram que a combinação dos SFV com os SAE em todas as estratégias avaliadas se mostrou determinante para garantir a viabilidade econômica dos projetos, apresentando valores positivos de valores esperados de VPL para todos os níveis de penetração, TIRM superiores à TMA em grande parte dos cenários, e PBDs reduzidos, compatíveis com o tempo de vida útil dos equipamentos, tornando o investimento mais atrativo ao prosumidor;
- A análise de sensibilidade considerando a variação do percentual de prêmio distribuído pela distribuidora evidenciou que, embora o impacto em valores absolutos seja moderado em alguns casos, a inserção deste incentivo contribui de forma consistente para o aumento da atratividade dos projetos de RED sob a perspectiva do prosumidor. Observou-se que os níveis de penetração mais elevados, em especial para as estratégias de autoconsumo, *peak shaving* e *peak shaving low*, são os que mais se beneficiam do prêmio, principalmente devido à maior capacidade de armazenamento e mitigação de problemas operacionais na rede. Em complemento, para níveis intermediários, a estratégia de arbitragem de preços

apresentou maior sensibilidade à variação do prêmio;

- De maneira geral, os resultados apresentados confirmam que a integração coordenada de SFV e SAE nas redes de distribuição, associada a estratégias de controle adequadas, promove benefícios técnicos relevantes ao sistema elétrico, potencializa os ganhos financeiros das distribuidoras e garante a viabilidade econômica para os prosumidores. Isso demonstra a importância do uso de estratégias inteligentes de controle para a operação eficiente das redes frente à crescente penetração de energias renováveis, além de reforçar o papel dos SAE como elemento chave na transição para sistemas de energia mais sustentáveis, resilientes e economicamente viáveis. Isso reforça o papel do prêmio como uma ferramenta complementar para alinhar os interesses do prosumidor com os objetivos de operação e planejamento da distribuidora, contribuindo para a sustentabilidade técnico-financeira do sistema de distribuição;
- Recomenda-se que, para níveis de penetração até 30%, não haja necessidade de implementar SAE; para penetrações entre 30% e 60%, devem ser adotadas estratégias de arbitragem de preços; e para penetrações superiores a 60%, estratégias voltadas ao autoconsumo devem ser priorizadas. Adicionalmente, a implementação de um mecanismo de pagamento de prêmio ao consumidor mostra-se vantajosa em cenários de alta penetração da SFV, especialmente quando associada a estratégias de autoconsumo. Tal abordagem configura um equilíbrio estratégico para as distribuidoras: enquanto o incentivo ao autoconsumo potencializa os benefícios financeiros diretos para a concessionária, a promoção da arbitragem de preços e/ou a concessão de prêmios estimula a adoção de SAE pelos consumidores. Embora essa última medida possa reduzir os benefícios financeiros imediatos para a distribuidora, ela contribui significativamente para a mitigação dos impactos adversos dos SFV no sistema elétrico, promovendo maior estabilidade e eficiência.

CONCLUSÕES

Este trabalho promoveu uma metodologia estocástica para a avaliação conjunta i) dos impactos técnicos e econômicos associados à inserção de SFV e de SAE em alimentadores reais de redes de distribuição, e ainda, ii) da viabilidade econômica dos mencionados RED. Por meio de simulações ao longo de diversos dias do ano e múltiplas posições de instalação dos RED na rede, foi possível avaliar de forma detalhada os efeitos da inserção desses sistemas sobre a operação da rede de distribuição, quantificando ganhos operacionais e monetizando os benefícios financeiros para a distribuidora.

Os resultados indicaram que, de modo geral, a introdução de RED contribui positivamente para a redução das perdas técnicas, diminuição da demanda de pico e mitigação do fluxo reverso de potência, especialmente nas estratégias de autoconsumo, peak shaving e peak shaving low, que se mostraram mais completas em termos de benefícios ao longo do dia. No caso da estratégia de arbitragem de preços, também foram observados impactos positivos, principalmente relacionados à redução da demanda durante os períodos de ponta e intermediário, embora com menor influência nos demais horários.

Na perspectiva financeira, a monetização dos impactos técnicos demonstrou que há ganhos expressivos para a distribuidora, principalmente em cenários de alta penetração de RED, proporcionando base sólida para o desenvolvimento de mecanismos de incentivo e políticas de premiação aos prosumidores. A análise de viabilidade econômica indicou a atratividade do investimento sob a ótica do prosumidor em diversos cenários, com destaque para o desempenho dos indicadores VPL, TIRM e PBD nas estratégias que associam geração fotovoltaica ao armazenamento, demonstrando retorno financeiro consistente ao longo do horizonte de tempo dos projetos.

A análise de sensibilidade utilizando diferentes percentuais de prêmios redistribuídos aos prosumidores permitiu identificar de forma clara quais estratégias se destacam em cada cenário

de nível de penetração, revelando que a distribuição dos prêmios, ainda que de forma moderada, aumenta a atratividade dos projetos e contribui para alavancar a participação dos prosumidores no processo de transição energética.

Conclui-se que a integração de sistemas distribuídos de geração solar e armazenamento em redes reais de distribuição, quando associada a estratégias de controle bem definidas e a políticas de incentivo adequadas, pode representar uma solução técnica e economicamente viável, promovendo uma operação mais eficiente da rede, o fortalecimento da sustentabilidade do sistema elétrico e o avanço consistente da transição energética no Brasil.

Finalmente, para trabalhos futuros, recomenda-se:

- Aplicar a metodologia proposta a todos os alimentadores de uma distribuidora, ampliando a abrangência das análises;
- Considerar os custos associados à necessidade de incorporação de infraestrutura de comunicação na rede para a implementação de estratégias que precisam de métricas coletadas da rede de distribuição;
- Considerar o nível de corrente em equipamentos como uma outra grandeza a ser avaliada;
- A inclusão de veículos elétricos no estudo, considerando-os como mais uma tecnologia com potencial de impacto sobre a rede de distribuição;
- Avaliar cenários com a tecnologia *vehicle-to-grid*, possibilitando a utilização das baterias dos veículos como suporte à rede;
- Realizar análises de sensibilidade considerando variáveis como o valor da tarifa de energia, os custos de aquisição de SFV, de SAE e de inversores;
- Incorporar uma análise ambiental para quantificar os impactos associados à introdução de RED, considerando os créditos de carbono como incentivo adicional para a viabilidade econômica desses sistemas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. *Nota Técnica 0057/2014-SRD/ANEEL*. 2014. Citado na página 65.

ANEEL. *Resolução Normativa Nº 482*. 2018. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 18 jan. 2023. Citado na página 12.

ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST: Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição*. 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren201956_2_6.pdf>. Acesso em: 27 jan. 2023. Citado na página 68.

ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST: Módulo 8 - Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica*. 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren201956_2_7.pdf>. Acesso em: 18 jan. 2023. Citado 5 vezes nas páginas iv, 22, 23, 24, and 36.

ANEEL. *Nota Técnica no 11/2022-SGT/ANEEL*. 2022. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_idDocumento=45844&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp>. Acesso em: 11 dez. 2024. Citado na página 70.

ANEEL. *DESPACHO Nº 894, DE 21 DE MARÇO DE 2024*. 2024. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp2024894ti.pdf>>. Acesso em: 11 dez. 2024. Citado na página 70.

ANEEL. *Perdas de Energia Elétrica na Distribuição*. 2024. Disponível em: <https://git.aneel.gov.br/publico/centralconteudo/-/raw/main/relatorioseindicadores/tarifaeconomico/Relatorio_Perdas_Energia.pdf>. Acesso em: 17 jun. 2025. Citado 3 vezes nas páginas iv, 27, and 28.

ANEEL. *Tarifa Residencial - Evolução Custo TUSD/TE*. 2024. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiTU9NWQzOGItMmQ3ZS00MWUzLTllNmMtNTA5NTYxODdhYTtkzIiwidCI6IjQwZDZmOV>>. Acesso em: 11 dez. 2024. Citado na página 70.

ANEEL. *Tarifa Residencial - Evolução por Função de Custo*. 2024. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiTU9NWQzOGItMmQ3ZS00MWUzLTllNmMtNTA5NTYxODdhYTtkzIiwidCI6IjQwZDZmOV>>. Acesso em: 11 dez. 2024. Citado na página 70.

- BALESTRA, G. d. C.; AL. et. *Modelos de negócio para empresas de distribuição de energia elétrica criar, entregar e capturar valor da geração distribuída*. 2022. Citado 2 vezes nas páginas 2 and 3.
- BCB. *Histórico de Taxas de Juros*. 2025. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/historicotaxasjuros>>. Acesso em: 1 jul. 2025. Citado na página 71.
- BLOOMBERGNEF. *Lithium-Ion Battery Pack Prices See Largest Drop Since 2017, Falling to \$115 per Kilowatt-Hour*. 2024. Disponível em: <<https://about.bnef.com/insights/commodities/lithium-ion-battery-pack-prices-see-largest-drop-since-2017-falling-to-115-per-kilowatt-hour-bloombergnef/>>. Acesso em: 9 mai. 2025. Citado na página 71.
- BNEF. *Lithium-Ion Battery Pack Prices See Largest Drop Since 2017, Falling to \$115 per Kilowatt-Hour: BloombergNEF*. 2024. Disponível em: <<https://about.bnef.com/insights/commodities/lithium-ion-battery-pack-prices-see-largest-drop-since-2017-falling-to-115-per-kilowatt-hour-bloombergnef/>>. Acesso em: 12 jul. 2025. Citado 3 vezes nas páginas iv, 16, and 17.
- CAMARGOS, R. S. C. Método de avaliação dos impactos técnicos e financeiros da integração de baterias em redes de distribuição com microgeração fotovoltaica. 2022. Citado na página 2.
- CELISO, R.; JOUNI, P.; PAULO, R.; MATTHEW, R.; ROGER, D. *Storage Element*. 2020. Citado 2 vezes nas páginas iv and 19.
- CUCCHIELLA, F.; D'ADAMO, I.; GASTALDI, M. Photovoltaic energy systems with battery storage for residential areas: an economic analysis. *Journal of Cleaner Production*, v. 131, p. 460–474, 2016. Citado na página 5.
- DOU. *Lei nº 14.300, de 06 de janeiro de 2022*. 2022. Diário Oficial da União, Seção 1, p. 4 (07 jan. 2022). Disponível em: <<https://in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14-300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>>. Citado na página 1.
- EPRI. *OpenDSS PVSystem Element Model*. 2011. Disponível em: <<https://sourceforge.net/p/electricdss/discussion/861977/thread/7cc53d82/d60d/attachment/OpenDSS%20PVSystem%20Model.pdf>>. Acesso em: 18 out. 2022. Citado 3 vezes nas páginas iv, 66, and 67.
- GREENER. *ESTUDO ESTRATÉGICO Referente ao ano de 2024 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA Mercado Fotovoltaico*. 2025. Disponível em: <<https://estudo-gd-2025.greener.com.br/>>. Acesso em: 31 mai. 2025. Citado na página 71.
- HAMEED, Z.; TRÆHOLT, C.; HASHEMI, S. Investigating the participation of battery energy storage systems in the nordic ancillary services markets from a business perspective. *Journal of Energy Storage*, v. 58, p. 106464, 2023. Citado na página 3.
- IBERDROLA. *Efficient Energy Storage*. 2023. Disponível em: <<https://www.iberdrola.com/sustainability/efficient-energy-storage>>. Acesso em: 24 jan. 2023. Citado na página 16.
- ISMAEL, S. M.; ALEEM, S. H. A.; ABDELAZIZ, A. Y.; ZOBAA, A. F. State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation. *Renewable Energy*, Elsevier Ltd, v. 130, p. 1002–1020, 2019. ISSN 1879-0682. Citado 4 vezes nas páginas 2, 4, 5 e 6. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.07.008>>. Citado 2 vezes nas páginas 1 and 2.

JAMROEN, C. The effect of SOC management on economic performance for battery energy storage system in providing voltage regulation in distribution networks. *Electric Power Systems Research*, v. 211, p. 108340, 2022. Citado na página 4.

LIGY. *O que é Geração Distribuída? Entenda como ela te faz livre para escolher de onde consumir energia!* 2023. Disponível em: <<https://ligy.com.br/blog/geracaodistribuida>>. Acesso em: 04 jun. 2025. Citado 2 vezes nas páginas iv and 12.

LIMA, D. A.; FEIJÃO, V. R. Stochastic approach for economic viability of photovoltaic systems with battery storage for big electricity consumers in the regulated market in brazil. *Electric Power Systems Research*, v. 205, p. 107744, 2022. Citado na página 6.

MAEYAERT, L.; VANDEVELDE, L.; DÖRING, T. Battery storage for ancillary services in smart distribution grids. *Journal of Energy Storage*, Elsevier, v. 30, p. 101524, 2020. Citado na página 17.

MCILWAINE, N.; FOLEY, A. M.; KEZ, D. A.; BEST, R.; LU, X.; ZHANG, C. A market assessment of distributed battery energy storage to facilitate higher renewable penetration in an isolated power system. *IEEE Access*, v. 10, p. 2382–2398, 2021. Citado na página 2.

MOHAMED, A. A. R.; BEST, R. J.; LIU, X.; MORROW, D. J. A comprehensive robust techno-economic analysis and sizing tool for the small-scale PV and BESS. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 37, n. 1, p. 560–572, 2021. Citado na página 5.

MOREIRA, R. M. M. *Business models for energy storage systems*. Tese (PhD thesis) — Imperial College London, 2015. Citado na página 4.

NETO, D. P. *et al.* Processo de otimização aplicada à análise de risco de investimento em geração de energia elétrica com fontes renováveis. Universidade Federal de Goiás, 2017. Citado na página 15.

NOUSDILIS, A. I.; KRYONIDIS, G. C.; KONTIS, E. O.; BARZEGKAR-NTOVOM, G. A.; PANAPAKIDIS, I. P.; CHRISTOFORIDIS, G. C.; PAPAGIANNIS, G. K. Impact of policy incentives on the promotion of integrated PV and battery storage systems: a techno-economic assessment. *IET Renewable Power Generation*, maio 2020. ISSN 1752-1416. Citado na página 71.

NREL. *NSRDB: National Solar Radiation Database - International Data*. 2024. Disponível em: <<https://nsrdb.nrel.gov/data-sets/international-data>>. Acesso em: 11 dez. 2024. Citado na página 70.

OLIVAL, P. C.; MADUREIRA, A. G.; MATOS, M. Advanced voltage control for smart microgrids using distributed energy resources. *Electric Power Systems Research*, Elsevier B.V., v. 146, p. 132–140, 2017. ISSN 0378-7796. Citado 2 vezes nas páginas 2 e 6. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2017.01.027>>. Citado na página 2.

ONS. *Curva de Carga Horária - Histórico da Operação*. 2025. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx>. Acesso em: 26 jun. 2025. Citado 3 vezes nas páginas iv, 25, and 26.

ONU. *Plataforma Agenda 2030. Objetivo 7: Energia limpa e acessível*. 2015. Citado na página 1. Disponível em: <<http://www.agenda2030.org.br/ods/7/>>. Citado na página 1.

RADATZ, P.; ROCHA, C.; SUNDERMAN, W.; RYNLANDER, M.; PEPPANEN, J. Opendss pvsystem and invcontrol elementmodels. 2020. Citado 2 vezes nas páginas iv and 15.

STAHL, B.; KLINGLER, A.-L.; KLOBASA, M.; MANZ, P.; PUDLIK, M. Integration of small-scale batteries into future electricity markets. In: *2018 15th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. [S.l.]: IEEE, 2018. p. 1–5. Citado na página 4.

STECANELLA, P. A. J. Metodologia para a determinação dos impactos técnicos e financeiros provocados pela instalação de geração distribuída fotovoltaica em um sistema de distribuição. 2020. Citado 4 vezes nas páginas 1, 13, 52, and 53.

TAMIZHMANI, G.; JI, L.; TANG, Y.; PETACCI, L.; OSTERWALD, C. Photovoltaic module thermal/wind performance: long-term monitoring and model development for energy rating. In: NATIONAL RENEWABLE ENERGY LAB., GOLDEN, CO.(US). *NCPV and Solar Program Review Meeting Proceedings, 24-26 March 2003, Denver, Colorado (CD-ROM)*. [S.l.], 2003. Citado 2 vezes nas páginas 15 and 16.

TESLA. *Powerwall*. 2019. Disponível em: <https://www.tesla.com/sites/default/files/pdfs/powerwall/Powerwall%20AC_Datasheet_en_northamerica.pdf>. Acesso em: 18 out. 2022. Citado 3 vezes nas páginas vii, 66, and 67.

TORQUATO, R.; SALLES, D.; PEREIRA, C. O.; MEIRA, P. C. M.; FREITAS, W. A comprehensive assessment of pv hosting capacity on low-voltage distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 33, n. 2, p. 1002–1012, 2018. ISSN 0885-8977. Citado 2 vezes nas páginas 2 e 23. Citado na página 2.

VIEIRA, D. Método para determinação do tipo de incentivo regulatório à geração distribuída solar fotovoltaica que potencializa seus benefícios técnicos na rede. 2016. Citado na página 47.

YALDIZ, A.; GÖKÇEK, T.; SENGÖR, I.; ERDİNÇ, O. Optimal sizing and economic analysis of photovoltaic distributed generation with battery energy storage system considering peer-to-peer energy trading. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, v. 28, p. 100540, 2021. Citado na página 6.

ZAKERI, B.; CROSS, S.; DODDS, P. E.; GISSEY, G. C. Policy options for enhancing economic profitability of residential solar photovoltaic with battery energy storage. *Applied Energy*, Elsevier, v. 290, p. 116697, 2021. Citado na página 7.