



TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**Avaliação dos Impactos Técnicos e Financeiros
Decorrentes da Integração de
Recursos Energéticos Distribuídos**

Pedro Augusto Montel de Carvalho

Brasília, Novembro de 2021

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
Faculdade de Tecnologia

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**Avaliação dos Impactos Técnicos e Financeiros
Decorrentes da Integração de
Recursos Energéticos Distribuídos**

Pedro Augusto Montel de Carvalho

*Trabalho de Conclusão de Curso submetida ao Departamento de Engenharia
Elétrica como requisito parcial para obtenção
do grau de Engenheiro Eletricista*

Banca Examinadora

Dr. Anésio de Leles Ferreira Filho
ENE/UnB
Orientador

Dr. Renato Coral Sampaio
FGA/UnB
Examinador interno

Dra. Loana Nunes Velasco
FGA/UnB
Examinador interno

MSc. Marco Aurélio Lenzi Castro
ANEEL
Examinador externo

FICHA CATALOGRÁFICA

CARVALHO, PEDRO AUGUSTO MONTEL DE

Avaliação dos Impactos Técnicos e Financeiros Decorrentes da Integração de Recursos Energéticos Distribuídos [Distrito Federal] 2021.

xvi, 88 p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenheiro, Engenharia Elétrica, 2021).

Trabalho de Conclusão de Curso - Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

- | | |
|---|-------------------------|
| 1. Veículos Elétricos | 2. Geração Fotovoltaica |
| 3. Sistemas de Armazenamento de Energia | 4. Impactos |
| I. ENE/FT/UnB | II. Título (série) |

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

CARVALHO, P. A. M. (2021). *Avaliação dos Impactos Técnicos e Financeiros Decorrentes da Integração de Recursos Energéticos Distribuídos*. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 88 p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Pedro Augusto Montel de Carvalho

TÍTULO: Avaliação dos Impactos Técnicos e Financeiros Decorrentes da Integração de Recursos Energéticos Distribuídos.

GRAU: Engenheiro Eletricista ANO: 2021

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias deste Trabalho de Conclusão de Curso e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. Os autores reservam outros direitos de publicação e nenhuma parte deste Trabalho de Conclusão de Curso pode ser reproduzida sem autorização por escrito dos autores.

Pedro Augusto Montel de Carvalho

Depto. de Engenharia Elétrica (ENE) - FT

Universidade de Brasília (UnB)

Campus Darcy Ribeiro

CEP 70919-970 - Brasília - DF - Brasil

Dedicatória

Dedico esse trabalho aos meus pais, Maria José e Messias, por me ensinarem os valores e princípios da vida, por acreditarem e por apoiarem em toda minha jornada.

Pedro Augusto Montel de Carvalho

Agradecimentos

Agradeço primeiramente à Deus por me conduzir nessa trajetória me fortalecendo em todos os momentos.

À minha estimada família, por sua extrema importância na minha vida e na minha formação, a eles dedico o resultado do esforço realizado ao longo deste percurso.

Aos meus amigos que sempre acreditaram nas minhas escolhas que me apoiaram em momentos de dificuldades.

Ao meu orientador Prof. Dr. Anésio de Leles Ferreira Filho pela oportunidade, pela confiança e pelo suporte para a conclusão deste trabalho.

Aos co-orientadores Prof. Dr. Elder Geraldo Domingues, Prof. Dra. Priscilla Araújo Juá Stecanella, Prof. MsC. Ronaldo Sérgio Chacon Camargos e ao Prof. MsC. Lúcio Sidney de Oliveira Souza pelo suporte e contribuição na elaboração deste estudo.

Aos membros da banca de avaliação da defesa desse trabalho de conclusão de curso, Prof. Dr. Renato Coral Sampaio, Prof. Dra. Loana Nunes Velasco e MsC. Marco Aurélio Lenzi Castro, pela disponibilidade e interesse.

Ao Prof. Dr. Liang Du, pelo convite a participar em seu projeto de pesquisa durante meu período de intercâmbio na Temple University, por todo o suporte e confiança.

À Universidade de Brasília e ao seu corpo docente, que promoveu o meu desenvolvimento intelectual e profissional nesses anos de graduação.

Pedro Augusto Montel de Carvalho

RESUMO

O setor elétrico tem registrado uma crescente adesão de recursos energéticos distribuídos (RED) de baixo impacto ambiental impulsionada pela meta de descarbonização global. A integração de RED tem o potencial de promover benefícios na perspectiva ambiental. No entanto, essas tecnologias podem causar impactos negativos no fornecimento de eletricidade a nível de distribuição. Diante disso, este trabalho apresenta uma metodologia para a identificação dos impactos técnico-financeiros associados à variação na demanda de pico, nas perdas técnicas e nos níveis de tensões, provocados pela inserção de veículos elétricos (VEs), sistemas fotovoltaicos (SFVs) e sistemas de armazenamento de energia (SAEs) na rede de distribuição. O método de Monte Carlo foi empregado para a avaliação probabilística dos resultados obtidos por meio da análise de fluxo de potência de um alimentador. Isso se deu ao se considerar diferentes dias do ano e diferentes posicionamentos das mencionadas tecnologias. Tal análise visa contemplar as incertezas envolvendo recarga não controlada de VEs e a variabilidade associada à curva de demanda das unidades consumidoras (UCs), à geração dos SFVs, e à operação dos SAEs. A análise financeira é desenvolvida por meio da monetização dos impactos técnicos. Desse modo, ao se considerar diferentes cenários de penetração, a comparação dos impactos financeiros decorrentes da integração dos RED permite determinar qual a combinação de tecnologias culmina no menor custo para a distribuidora. Esta metodologia foi aplicada em um alimentador real de Brasília, localizado em uma região que atende a consumidores com alto potencial de aquisição de RED. Os resultados mostram que a inserção de VEs na rede provoca o aumento na demanda de pico, nas perdas técnicas e nas violações dos níveis de tensão em regime permanente. Em termos financeiros, observa-se um aumento do valor esperado dos custos da empresa de distribuição de energia elétrica (EDE) que chegam a alcançar R\$ 1.819.590,77 para 90% de penetração. Contudo, a integração conjunta de RED se mostra capaz de promover cenários favoráveis à EDE. Nota-se uma economia de R\$ 153.804,27 no valor esperado dos custos provocadas pela integração de 10% de VE e 30% de SFV. Entretanto, para maiores níveis de penetração de VE, a distribuidora observa ainda, quando do uso destas duas tecnologias, uma elevação dos custos. Os maiores benefícios foram obtidos ao se considerar a integração de SAE. Verificou-se uma economia de R\$ 722.181,54 para o cenário de 50% de VE e 70% de SFV e SAE. Com base nos resultados obtidos é possível concluir que a inserção de VEs em larga escala na rede de distribuição ocasiona impactos negativos para a distribuidora dado um cenário de recarga não controlada. Apesar disso, a integração conjunta de RED é capaz de promover cenários favoráveis para a EDE.

Palavras-chave: Veículos Elétricos, Sistemas Fotovoltaicos, Sistemas de Armazenamento de Energia, Recursos Energéticos Distribuídos, Impactos Técnicos, Impactos Financeiros, Monte Carlo, Fluxo de Potência.

ABSTRACT

The electric sector has experienced an increasing adoption of distributed energy resources (DER) of low environmental impact motivated by the global decarbonization plan. DER have the potential to foster benefits from an environmental perspective. However, these technologies may cause negative impacts on the electricity supply at the distribution level. Therewith, this work assess the techno-financial impacts through the proposed methodology by evaluating the variation of the peak demand, technical losses, and voltage levels, resulting from the integration of electric vehicles (EVs), photovoltaic systems (PVSs), and energy storage systems (ESSs) on the distribution network. The Monte Carlo method was applied to carry out a probabilistic evaluation of the power flow analysis results of a distribution feeder, considering different days and distinct placements of the mentioned technologies. The probabilistic analysis aims to take into account uncertainties regarding uncontrolled EV charging profiles, the energy consumption variability, PVS intermittent generation, and ESS operation. The financial analysis is performed through the conversion of the technical quantities into a monetary amount. Hence, the comparison of the DER integration impacts allows determining what technologies combination yields the lowest costs for the utility, considering different penetration scenarios. The proposed methodology was applied to a real Brazilian feeder that supplies customers with high potential of DER acquisition. The results show that the integration of EVs increases the peak demand, the technical losses, and the voltage violation. In this case, the increase in the expected value of the total cost reaches R\$ 1.819.590,77 for the 90% of EV penetration. Nevertheless, the joint integration of the RED is capable to promote favorable scenarios for the electric distribution company (EDC). It is expected R\$ 153.804,27 of savings in the total costs expected value produced by the integration of 10% of EV and 30% of PVS. However, it is still noticed an increase in the utility costs for higher EV penetration levels. The best benefits were observed for the joint integration of EV, PVS, and ESS. The results show R\$ 722.181,54 of savings in the 50% of EV and 70% of PVS and ESS scenario. It can be concluded that the large-scale integration of EVs on the distribution grid produces negative impacts from the utility perspective given an uncontrolled charging scheme. Despite that, the joint integration of DER may result in favorable scenarios for the EDC.

Keywords: Electric Vehicles, Photovoltaic Systems, Energy Storage Systems, Distributed Energy Resources, Technical Impacts, Financial Impacts, Monte Carlo Method, Power Flow Analysis.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	MOTIVAÇÃO	1
1.2	ESTADO DA ARTE	2
1.3	OBJETIVOS	6
1.4	CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO	7
1.5	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	7
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	8
2.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	8
2.2	VEÍCULOS ELÉTRICOS	8
2.2.1	MODELOS DE VEÍCULOS ELÉTRICOS	9
2.2.2	RECARGA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS	11
2.2.3	DETERMINAÇÃO DE ENERGIA CONSUMIDA E DO INSTANTE INICIAL DE RECARGA DE UM VEÍCULO ELÉTRICO	13
2.3	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	15
2.3.1	DIMENSIONAMENTO DA POTÊNCIA INSTALADA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO	16
2.3.2	MODELAGEM DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	17
2.4	SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	20
2.4.1	MODELAGEM DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA A BATERIA	21
2.5	PARÂMETROS DA REDE	24
2.5.1	DEMANDA	24
2.5.2	PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA	25
2.5.3	TENSÃO	26
2.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	28
3	METODOLOGIA	29
3.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	29
3.2	VISÃO GERAL	29
3.3	IMPACTOS TÉCNICOS	30
3.3.1	NÍVEIS DE PENETRAÇÃO	30
3.3.2	DEMANDA DE PICO	34
3.3.3	PERDAS TÉCNICAS	35
3.3.4	VIOLAÇÕES DOS NÍVEIS DE TENSÃO	36
3.3.5	MÉTODO DE MONTE CARLO	38
3.3.6	ALGORITMO PARA O CÁLCULO DOS IMPACTOS TÉCNICOS	40

3.4	METODOLOGIA DE CÁLCULO DOS IMPACTOS FINANCEIROS	42
3.4.1	DEMANDA DE PICO	42
3.4.2	PERDAS TÉCNICAS	43
3.4.3	VIOLAÇÕES DE NÍVEIS DE TENSÃO	44
3.4.4	IMPACTO FINANCEIRO TOTAL	45
3.4.5	ALGORITMO PARA O CÁLCULO DOS IMPACTOS FINANCEIROS	46
3.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	48
4	MATERIAIS	49
4.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	49
4.2	BASE DE DADOS DOS ALIMENTADORES	49
4.3	DADOS EMPREGADOS NA MODELAGEM DE VE	51
4.4	DADOS EMPREGADOS NA MODELAGEM DE SFV E SAE	54
4.5	DADOS METEOROLÓGICOS	56
4.6	DADOS EMPREGADOS NA MONETIZAÇÃO DOS IMPACTOS TÉCNICOS	58
4.7	FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS	60
4.8	CONSIDERAÇÕES FINAIS	60
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	61
5.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	61
5.2	IMPACTOS TÉCNICOS E FINANCEIROS	61
5.2.1	VEÍCULOS ELÉTRICOS	61
5.2.2	VEÍCULOS ELÉTRICOS E SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	66
5.2.3	VEÍCULOS ELÉTRICOS, SISTEMAS FOTOVOLTAICOS E SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	72
5.3	COMPARAÇÃO DE ESTUDOS DE CASO	76
5.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	79
6	CONCLUSÕES	80
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	82

LISTA DE FIGURAS

2.1	Componentes de um VEB (ENERGY, 2021).	9
2.2	Modos de recarga de VE com base no padrão IEC 61851 (DELTRIX, 2021).	12
2.3	Equivalência de horários de sol pleno e irradiação total em um dia.	16
2.4	Ilustração do modelo do SFV (RADATZ et al., 2020).	18
2.5	Resumo dos campos de aplicação das tecnologias de SAE (SPRAKE et al., 2017). ..	20
2.6	Modos de controle de SAEs segundo a estratégia de autoconsumo.	22
2.7	Ilustração do modelo de representação de um SAE (ROCHA et al., 2020).	23
2.8	Perfil de carga do sistema da Alemanha.	25
3.1	Diagrama geral da metodologia proposta para a identificação dos impactos técnicos e financeiros decorrentes da inserção de RED em sistemas de distribuição.	29
3.2	Fluxograma da metodologia de análise de impactos técnicos.	40
3.3	Fluxograma do algoritmo de análise de impactos técnicos.	46
4.1	Alimentadores de distribuição da subestação número 10 do Lago Sul, DF.	50
4.2	Perfis de carga por classe de consumo.	51
4.3	Ciclos de condução na região de Brasília (SOUZA, 2020).	53
4.4	Função de densidade de probabilidade do horário de início de recarga.	54
4.5	Curva de eficiência do inversor utilizada na modelagem de SFV e SAE (RADATZ et al., 2020).	55
4.6	Curva de potência efetiva do painel fotovoltaico empregue na modelagem de SFV (HOMERENERGY, 2021).	55
4.7	Curvas de dados de irradiância aferidos na estação meteorológica de Brasília (INMET, 2020).	56
4.8	Curvas de dados de temperatura aferidos na estação meteorológica de Brasília (INMET, 2020).	57
4.9	Curvas de dados de velocidade do vento aferidos na estação meteorológica de Brasília (INMET, 2020).	57
4.10	Comparação da curva diária de temperatura ambiente e temperatura do painel fotovoltaico.	58
4.11	Linha de tendência dos valores anuais de CE para a concessionária de distribuição de Brasília.	59
5.1	Quantidade de VEs inseridos no sistema por nível de penetração.	61
5.2	Demanda média provocada pela recarga de VEs para diferentes níveis de penetração. ..	62
5.3	Demanda agregada média do alimentador 1003 para diferentes níveis de penetração de VE.	63

5.4	Valores de demanda de pico do alimentador 1003 para diferentes níveis de penetração de VE.	63
5.5	Médias das perdas técnicas do alimentador 1003 para diferentes níveis de penetração de VE.	64
5.6	Violações médias dos níveis de tensão no alimentador 1003 por nível de penetração de VE.....	64
5.7	Impactos técnicos médios por nível de penetração de VE.....	65
5.8	Valor esperado e desvio padrão do valor presente total por nível de penetração de VE.....	66
5.9	Potência gerada média para diferentes níveis de penetração de SFV.....	67
5.10	Demanda agregada média do alimentador para diferentes níveis de penetração de VE e de SFV.	67
5.11	Demanda de pico do alimentador para diferentes níveis de penetração de VE e de SFV.....	68
5.12	Perdas técnicas do alimentador para diferentes níveis de penetração de VE e de SFV.....	69
5.13	Violações dos níveis de tensão do alimentador para diferentes níveis de penetração de VE e de SFV.	70
5.14	Valores esperados do valor presente total para diferentes níveis de penetração de VE e de SFV.	70
5.15	Desvios padrões do valor presente total para diferentes níveis de penetração de VE e de SFV.	71
5.16	Capacidade de armazenamento total dos SAE integrados por nível de penetração... ..	72
5.17	Demanda agregada média para diferentes níveis de penetração de VE, SFV e SAE.	72
5.18	Demanda de pico para diferentes níveis de penetração de VE, SFV e SAE.....	73
5.19	Perdas técnicas para diferentes níveis de penetração de VE, SFV e SAE.....	74
5.20	Violações de tensão para diferentes níveis de penetração de VE, SFV e SAE.....	74
5.21	Valores esperados do valor presente total para diferentes níveis de penetração de VE, SFV e SAE.	75
5.22	Desvios padrões do valor presente total para diferentes níveis de penetração de VE, SFV e SAE.	76
5.23	Comparação das curvas de demanda agregada média para casos com penetração de VE, VE e SFV e, VE, SFV e SAE.....	77
5.24	Curvas de níveis zero e locais de máximo dos valores esperados de VP total para os casos em estudo.	78
5.25	Máximo dos valores esperados dos VP para os casos estudados.....	79

LISTA DE TABELAS

2.1	Especificações de VEB (CHARGEHUB, 2021).	10
2.2	Especificações técnicas de modo de carregamento.	11
2.3	Coeficientes do modelo linear de determinação da temperatura do módulo fotovoltaico (TAMIZHMANI et al., 2003).	19
2.4	Limites de tensão de fase em regime permanente para faixa adequada de fornecimento de energia elétrica.	26
4.1	Dados do alimentador de distribuição da subestação número 10 do Lago Sul, DF. ..	49
4.2	Potência de recarga de VE empregue na metodologia de identificação de impactos técnicos.....	51
4.3	Modelos de VEs utilizados neste trabalho.....	52
4.4	Especificações das baterias utilizadas na modelagem de SAE (TESLA, 2019).	56
4.5	Dados de custo utilizados na monetização dos impactos técnicos.....	59

LISTA DE SÍMBOLOS

Variáveis

D_i	Demanda de uma UC i para a hora h do dia d simulado [kW];
D_h	Demanda agregada de todas UCs do alimentador para a hora h do dia d simulado [kW];
D_d	Demanda pico do dia d simulado [kW];
D_S	Demanda de pico do alimentador para o sorteio de posicionamento S [kW];
D_{pen}	Demanda de pico do alimentador para o cenário de penetração pen [kW];
ΔD_S	Varição da demanda de pico para o sorteio de posicionamento S [kW];
ΔD_{pen}	Varição da demanda de pico para o cenário de penetração pen [kW];
L_h	Perdas técnicas para a hora h do dia d simulado [kW];
L_d	Perdas técnicas do dia d simulado [kW];
L_S	Perdas técnicas para o sorteio de posicionamento S [kW];
L_{pen}	Perdas técnicas para o nível de penetração pen [kW];
ΔL_S	Varição das perdas técnicas para o sorteio de posicionamento S [kWh];
ΔL_{pen}	Varição das perdas técnicas para o cenário de penetração pen [kWh];
$V_{i,\phi}$	Variável que sinaliza a violação de tensão em regime permanente da fase ϕ do barramento de conexão da UC i ;
V_h	Quantidade relativa de violações dos limites de tensão de fornecimento do alimentador para a hora h do dia d simulado [%];
V_d	Quantidade relativa média de violações dos limites de tensão de fornecimento do alimentador no dia d simulado [%];
V_S	Quantidade relativa média de violações dos limites de tensão de fornecimento do alimentador para um sorteio de posicionamento S [%];
V_{pen}	Quantidade relativa média de violações dos limites de tensão de fornecimento do alimentador para um cenário de penetração [%];
ΔV_S	Varição dos valores médios de violações dos limites de tensão de fornecimento do alimentador para um sorteio de posicionamento S [%];
ΔV_{pen}	Varição dos valores médios de violações dos limites de tensão de fornecimento do alimentador para um cenário de penetração pen [%];
Φ_i	Quantidade de fases existentes do barramento de conexão de uma UC i ;
N_{UC_s}	Quantidade de unidades consumidoras presentes no alimentador analisado;
N_ϕ	Quantidade de fases existentes considerando todos barramentos de conexão das UCs presentes no alimentador analisado;
N_h	Número horas em que o fluxo de potência convergiu em um dia simulado;
N_d	Número de dias simulados;
N_S	Número de sorteios de posicionamento dos RED.

N_i^{VE}	Quantidade de VEs atribuídos a uma UC i
P_i	Potência instalada do SFV da UC i [kW]
E_i	Consumo médio diário de energia elétrica da UC i sem considerar VE [kWh/dia]
E_i^{VE}	Consumo médio diário de energia elétrica no carregamento de VEs da UC i [kWh/dia]
Q_i	Capacidade de armazenamento do SAE da UC i [kWh]
\bar{P}_i	Valor limite de potência do SFV da UC i [kW]
\bar{Q}_i	Capacidade máxima do SAE da UC i [kWh]
MD_{pen}	Monetização da variação da demanda de pico do alimentador [$R\$$]
$\Delta\tilde{D}_{pen}$	Varição na demanda de pico do alimentador para o cenário de penetração (pen) obtida por meio da função distribuição de frequência relativa da variável (ΔD_S) [kW]
VP_D^{pen}	Valor presente associado ao impacto financeiro decorrente da variação da demanda de pico do alimentador [$R\$$]
ML_{pen}	Monetização da variação nos valores de perdas técnicas do alimentador [$R\$$]
$\Delta\tilde{L}_{pen}$	Varição nas perdas técnicas do alimentador para o cenário de penetração (pen) obtida por meio da função distribuição de frequência relativa da variável (ΔL_S) [kWh]
MV_{pen}	Monetização da taxa de violação dos níveis adequados de fornecimento de tensão do alimentador [$R\$$]
$\Delta\tilde{V}_{pen}$	Varição da taxa de violação dos níveis adequados de fornecimento de tensão do alimentador para o cenário de penetração (pen) obtida por meio da função distribuição de frequência relativa da variável (ΔV_S) [%]
VP_V^{pen}	Valor presente associado ao impacto financeiro decorrente da taxa de violação dos níveis adequados de fornecimento de tensão do alimentador [$R\$$]
T	Período de análise [$anos$]

Siglas

VE	Veículo Elétrico
SFV	Sistema Fotovoltaico
SAE	Sistema de Armazenamento de Energia
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
BT	Baixa Tensão
MT	Média Tensão
AT	Alta Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
UC	Unidade Consumidora
HSP	Horários de Sol Pleno
VP	Valor Presente
SoC	<i>State of Charge</i>
ToU	<i>Time of Use</i>
PR	<i>Performance Ratio</i>
EVSE	<i>Electric Vehicle Supply Equipment</i>
EPA	<i>Environmental Protection Agency</i>
EN	<i>European Norms</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IEA	<i>International Energy Agency</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EDE	Empresa de Distribuição de Energia Elétrica
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
IDH	Índice de Desenvolvimento Humano
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
CME	Custo Marginal de Expansão
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
CMPC	Custo Médio Ponderado de Capital
CE	Custo Mix de Energia
A	Ampères
V	Volts
kV	Kilovolts
W	Watts
kW	Kilowatts
MW	Megawatt
kWh	Kilowatthora
km	Kilômetros
h	Horas

1 INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO

De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA, em inglês), o setor de energia emite, aproximadamente, 75% dos gases de efeito estufa no mundo (IEA, 2021). A emissão desses gases na atmosfera contribui para o agravamento do aquecimento global. De acordo com a Organização Mundial da Saúde (OMS), doenças respiratórias estão entre as dez principais causas de morte no mundo, provocando 4,2 milhões de mortes por ano dada exposição à poluição do ar (OMS, 2020). Nesse cenário, com o objetivo de abordar o panorama da mudança climática e poluição ambiental provocada por emissões de gases estufa, em 2015, aconteceu a 21ª Conferência das Partes (COP21). Em tal evento foi firmado, por 196 países, o Acordo de Paris (UNFCCC, 2015). Esse acordo representou um marco para o controle de mudança climática, ao definir um objetivo a longo prazo para descarbonização global, e ao estimular uma transformação no âmbito ambiental e socioeconômico mundial. Em virtude da meta de descarbonização, muito tem se discutido sobre a redução das emissões a nível zero até o ano de 2050. Com o intuito de se alcançar o caminho para um ambiente sem emissões de carbono, é necessário o desenvolvimento imediato e em larga escala de tecnologias relacionadas à energia limpa e eficiente (IEA, 2021). Com isso, foi estabelecida uma estrutura de desenvolvimento de tecnologias alternativas que promovem níveis reduzidos ou nulos de emissões.

Segundo ONU (2021), os setores de energia elétrica e de transporte representam os segmentos com maior tendência de desenvolvimento para atingir a meta de descarbonização global. O estudo realizado por IEA (2021) prevê um aumento global de 20% do consumo total de energia (carvão, petróleo, gás, hidrogênio, calor, eletricidade, renováveis e biomassa) no período de 2020-2050. Todavia, esse mesmo estudo aponta uma redução na projeção da demanda de energia no setor de transporte, devido à previsão de adoção de veículos elétricos (VEs). A projeção de redução de taxas de emissões no setor de transporte representa uma boa perspectiva para se alcançar a meta de descarbonização global, dado que esse setor contribuiu com 27% das emissões globais no ano de 2019 (IEA, 2021). De acordo com a Agência de Proteção Ambiental (EPA, em inglês) dos Estados Unidos, veículos movidos a motores de combustão interna (VMCIs) convertem aproximadamente 12% a 30% da energia provenientes de combustíveis convencionais em energia utilizável. Por outro lado, VEs são capazes de converter em torno de 77% da energia elétrica armazenada nas baterias em energia útil para movimentar o veículo (EPA, 2021). Sendo assim, a adoção de VE no setor de transporte promove tanto benefícios ambientais, ao reduzir emissões na atmosfera, quanto o controle da expansão da demanda global de energia (em razão de sua eficiência). Conforme dados disponibilizados pela IEA, o avanço das vendas de VEs representou um aumento de 40% da frota mundial em 2019 em relação ao ano anterior (IEA, 2020). Adicionalmente, o Anuário de Mobilidade Elétrica expõe projetos pilotos referentes ao desenvolvimento da eletromobilidade no

âmbito nacional (??).

Segundo Silva, Melgar-Dominguez e Romero (2021), a transição do setor elétrico ocasionado pela popularização de tecnologias de VEs e geração renováveis traz propostas de melhorias na perspectiva ambiental, atenuando os impactos causados por combustíveis fósseis. Entretanto, essas tecnologias podem causar impactos negativos na qualidade da energia elétrica fornecida aos consumidores. Para Quiros-Tortos et al. (2015), é provável que parte da demanda provocada pela recarga de VEs deva coincidir com o pico de demanda residencial. Esse aumento do pico de demanda do sistema pode vir a ocasionar sobrecarga de transformadores e de cabos em redes de distribuição. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) afirma ainda que a eletromobilidade, aqui representada por VE, constitui importantes incertezas que desencadeiam impactos em diversas cadeiras energéticas, a saber, petrolífera, bioenergia, eletricidade e transporte (EPE, 2018). Nesse contexto, vale salientar que fontes de energia renováveis representam uma importante participação na meta de descarbonização do setor de energia ao substituir plantas de geração termoelétrica convencionais. Não bastasse, fontes renováveis também contribuem, de forma indireta, para a descarbonização no setor de transporte ao promover eletricidade provenientes de fontes de energia limpa para os VEs. Abas et al. (2019) afirmam que gerações renováveis devem ser consideradas na matriz energética para tornar VEs uma opção ambientalmente mais favorável.

Sendo assim, a próxima subseção apresenta a revisão bibliográfica dos estudos referentes à impactos resultantes da integração de VE na rede de distribuição. Adicionalmente, essa subseção aborda trabalhos que contemplam a integração conjunta de VE e outros recursos energéticos distribuídos (RED).

1.2 ESTADO DA ARTE

Em seu trabalho, Dubey e Santoso (2015) visam identificar os impactos causados por VEs em unidades residenciais no tocante à queda de tensão de redes de distribuição. Para tanto, os autores investigam cenários com variações no local de recarga de VE, com o aumento de penetração de VE, e com diferentes potência de recarga de VE. Esse estudo avaliou os impactos em um alimentador real com 7000 barramentos e 1473 consumidores. Constatou-se um aumento de 5,7% no valor máximo de queda de tensão para uma penetração de 2676 VEs. Nota-se também que ao se duplicar a potência dos carregadores, a queda de tensão adicional máxima observada no alimentador varia de 1,7% para 3,24%. Ao se analisar o efeito da variação dos locais de recarga de VEs, observa-se os maiores valores de quedas de tensão em carregadores situados em pontos mais distantes dos transformadores de serviço. Da análise dos resultados obtidos neste estudo, os autores concluíram que a integração de VEs afeta os níveis de tensão de alimentadores de distribuição. Todavia, cabe ressaltar que esse trabalho assume que todos VEs iniciam a recarga às 18h, o que pode implicar em uma representação imprecisa da incerteza dessa variável aleatória.

Como parte do renomado projeto intitulado *My Electric Avenue*, Quiros-Tortos et al. (2015)

também avaliaram os impactos provocados devido ao processo de recarga de VEs. A fim de se obter resultados representativos, eles consideraram as incertezas relacionadas à demanda e à localização de VE na avaliação probabilística de 31 (trinta e um) alimentadores reais em BT do Reino Unido. Foram analisados os impactos técnicos englobando o carregamento de cabos e transformadores, e quedas de tensão no alimentador analisado. Os autores adotaram curvas de demanda geradas por meio de dados reais de usuários de VEs. A avaliação probabilística permitiu observar que a sobrecarga de transformadores passam a ocorrer para níveis a partir de 40% de penetração de VEs. Notou-se também que violações dos níveis de tensão ocorrem para 70% ou mais de penetração de VEs. Entretanto, essas ocorrências representam menos de 1% dos casos avaliados. Ainda que os autores visem avaliar o dia de maior demanda, os resultados do estudo podem superestimar os impactos técnicos provocados por VE. Isso se deve ao fato de se utilizar apenas uma curva carga para representação da demanda do sistema, e ainda, por não se considerar diversos dias do ano (variação sazonal).

Coria, Penizzotto e Romero (2020) também utilizaram uma análise probabilística para avaliar o impacto que a conexão de diferentes modelos de VEs produz no sistema de distribuição. Os autores empregaram o método de Monte Carlo para contemplar a incerteza associada aos diferentes perfis de carregamento dos VEs. Os resultados obtidos mostraram que todos níveis de tensão permaneceram adequados, dentro de uma faixa adequada de valores de tensão. Observou-se também que os cabos da rede não foram sobrecarregados, porém, dois transformadores apresentaram violação de sua capacidade durante duas horas do dia. A ausência de impactos relevantes nos resultados é justificada pelo fato de o estudo de caso compreender baixos níveis de penetração de VE (10% e 30%), e ainda, em função da adoção de valores baixos de potência de recarga (3,5 kW). Portanto, apesar de esse trabalho contribuir com análises de diferentes modelos de VEs, o estudo de impactos técnicos foi efetuada com parâmetros simplificados em um alimentador teste de 33 barras, o que vem a comprometer a correlação dos impactos reais observados em redes de distribuição.

Cabe aqui destacar que existem na literatura outros trabalhos que envolvem a investigação de impactos técnicos provocados pelo carregamento de VEs na rede (KOYANAGI et al., 1999; PUTRUS et al., 2009; BOULANGER et al., 2011; WU et al., 2011; CALEARO et al., 2019; HES; KULA; SVEC, 2019; BOSAK et al., 2019; BAEK; CHANG, 2019). Todavia, tais trabalhos abordam análises de impactos técnicos provocados pelo carregamento não controlado de VEs. De maneira simplificada, carregamento não controlado consiste em cenários que o processo de recarga de VE se inicia em instantes não previstos por entidades centralizadoras, seja operadores do sistema ou agregadores de carga. O instante inicial de recarga em um ambiente não controlado se dá no momento em que o VE é conectado à rede (recarga direta), em instantes determinados pelo proprietário do veículo ou por um horário programado pelo dispositivo de recarga. De acordo com Vagropoulos, Balaskas e Bakirtzis (2017), o gerenciamento irregular de recarga de VE pode provocar efeitos negativos na operação do mercado de energia elétrica assim como na qualidade da energia elétrica a nível de distribuição. Nessa conjuntura, a análise financeira dos impactos provocados pela integração de VEs na rede também torna-se um estudo relevante que deve ser

executado para um entendimento amplo dos efeitos da integração desta tecnologia na rede elétrica.

Affonso e Kezunovic (2019) propõem um esquema controlado de recarga de VE e sistemas de armazenamento de energia (SAE) quando da presença de sistema fotovoltaico (SFV). O método de otimização proposto objetiva a minimização do custo de eletricidade no processo de recarga dos VEs, e, simultaneamente, visa promover a maximização do tempo de vida do SAE sob restrições de sobrecarga do transformador. Para tanto, foi realizada uma análise de viabilidade econômica do modelo de negócio da estação de carregamento na perspectiva do proprietário do estabelecimento. Os resultados apontam um tempo de *payback* de 7 (sete) anos para este modelo de negócio com uma taxa de retorno interna de 15% e valor presente líquido positivo após o horizonte de 25 anos. Esse período de análise foi selecionado com base no tempo de vida útil do SFV. Embora esse trabalho tenha exibido os resultados de uma análise aprofundada de viabilidade econômica para uma unidade consumidora (UC) comercial, os autores não empregam análises de fluxo de potência para a determinação dos impactos técnicos. Isso pode comprometer os resultados devido a simplificação na modelagem de sistemas de potência. Ademais, não são avaliados os impactos causados na variação dos valores de tensão da UC.

Ampliando-se o campo de análise técnica e econômica para todas UCs, Veldman e Verzijlbergh (2015) avaliaram o impacto financeiro da adoção de três estratégias de carregamento de VEs nos sistemas de distribuição. A primeira envolve uma estratégia de controle que objetivou a atenuação do pico de carga do sistema. A segunda objetiva minimizar os custos de eletricidade no processo de recarga dos VEs, e a terceira consiste em um padrão de recarga não controlado. A análise financeira foi efetuada com base no cálculo do valor presente líquido (VPL) dos custos de investimentos de substituição de transformadores e cabeamento que se encontram operando além dos limites estabelecidos. O VPL é composto também por uma parcela referente às perdas técnicas, valorada com base no preço base da eletricidade. Observa-se que o cenário que envolve a estratégia de minimização do pico de carga do sistema promoveu os menores impactos valorados pelo VPL. Vale mencionar que esses casos foram avaliados considerando-se o efeito que a geração eólica provoca nos preços de eletricidade. Com isso, o segundo menor custo foi dado pelo cenário que contempla a estratégia de controle para minimização de custos de recarga com penetração de geração eólica. Por fim, o cenário de carregamento não controlado apresenta maiores custos. Os autores concluíram que o fator de perdas foi responsável por compor a maior parcela do VPL, enquanto que a parcela referente aos custos de reforços na rede foram responsáveis pela variação nos resultados dentre os diferentes casos analisados. Embora esse trabalho contemple a valoração de reforços na rede e perdas de energia elétrica, não foram apresentados análises relacionadas a variação dos níveis de tensão.

Em seu trabalho, Vagropoulos, Balaskas e Bakirtzis (2017) avaliaram dois diferentes cenários de recarga de VE: carregamento direto (não controlado) e carregamento inteligente (controlado). O primeiro considera que o veículo inicia seu carregamento no mesmo instante em que ele é plugado na rede. No segundo cenário, o agregador representa uma entidade dinâmica que se comunica em tempo real com VEs a fim de modular a curva de carga com base nos valores dos preços de eletricidade. O estudo se baseia no processo de otimização da participação de agrega-

dores de carga de VE no mercado de energia, os quais atuam como intermediadores entre donos dos veículos e o operador do sistema. Os resultados mostraram que os cenários com penetração de 34.774 VEs apresentam uma economia de aproximadamente 18% no custo de energia e de até 1,1% (2,25 milhões de euros) no custo de operação, quando da adoção da estratégia de carregamento inteligente em comparação com o carregamento direto. Para efeito de comparação, os autores apontam que 21.000 VEs correspondem a 1,75% da demanda total do sistema. Portanto, conclui-se que o aumento da frota de VE provoca impacto considerável no despacho por *unit-commitment*. Porém, com a utilização de estratégias inteligentes de recarga, o impacto financeiro provocado pelo aumento da demanda de VE é reduzido.

Silva, Melgar-Dominguez e Romero (2021) apresentaram uma estratégia de estimação da capacidade de hospedagem de distribuição de geração distribuída (GD) renovável e VEs em um sistema de distribuição. O método proposto consistiu em um problema de otimização o qual a função objetivo envolve a maximização da capacidade instalada de GD eólica e fotovoltaica, e da população de VE. Esse problema de otimização visa ainda a minimização das perdas de energia, sujeito a restrições técnicas de limites de tensão. Nesse estudo, foram avaliados quatro diferentes casos em um alimentador de 33 barras: i) com apenas GD eólica; ii) com GD eólica e VE; iii) com GD eólica e fotovoltaica e VE; e iv) caso com GD eólica e fotovoltaica e VE com recarga coordenada. Como resultado dessa análise, foi observada uma redução de 77,62% de perdas de energia quando se integra a duas tecnologias de GD no terceiro caso. A flexibilidade do esquema de recarga aplicado no caso iv), aumenta a capacidade de hospedagem de GD em 21,34%. Esse esquema de recarga coordenada se mostrou eficiente ao se aproveitar os intervalos em que a geração distribuída se encontra disponível. Os resultados ainda revelaram que a coordenação na recarga de VE reduz as perdas em aproximadamente 40%. A principal contribuição desse trabalho consistiu na proposta de um método que avalia simultaneamente a capacidade de hospedagem de VEs e GD. No entanto, esse trabalho não aborda SAEs, tecnologia capaz de contribuir ainda mais no aumento da capacidade de hospedagem de GD e VE.

Há na literatura trabalhos que também se dedicaram a análise dos impactos técnicos, financeiros e/ou ambientais provocados pela integração de tecnologias hoje disponíveis no mercado, dentre as quais encontram-se os VEs (HABIB et al., 2018; ABAS et al., 2019; NI; LO, 2020; AHMED et al., 2020; WANG; O'NEILL; KAMATH, 2015; LIN et al., 2018; MAHMUD; HOS-SAIN; TOWN, 2018; CHIHOTA; BEKKER, 2020; YUSUF; ULA, 2020). Contudo, os métodos de carregamento controlados existentes se limitam a aplicações teóricas. Em seu trabalho, Arias et al. (2019) apresentaram uma revisão bibliográfica de estudos que tratam de serviços ancilares promovidos pela integração de VE em redes de distribuição. Os autores propuseram uma classificação dos trabalhos apresentados com base nos serviços promovidos pelos VEs. Em seguida, os autores expuseram as contribuições dos trabalhos revisados e apontaram lacunas envolvendo as aplicações dos métodos propostos. Arias et al. (2019) concluíram que apesar de existirem certas estratégias e soluções que abordam propostas de serviços ancilares promovidos por VEs em sistemas de distribuição por meio de estratégias de recarga controlada, grande parte não estão prontas para serem implementadas na prática. De acordo com os autores, os métodos propostos falham

ao não considerarem a existência de um novo arcabouço regulatório e de uma estrutura mercado que suporte as estratégias de carregamento coordenado propostas.

Desso modo, é possível observar que estudos que envolvem análise técnico-financeira dos impactos provocados por VEs são intimamente atrelados a propostas de recarga controlada. Entretanto, a implementação dos métodos propostos requer uma infraestrutura complexa em que os sistemas de distribuição não dispõem atualmente. De acordo com Arias et al. (2019), estratégias de recarga controlada requerem uma estrutura de comunicação robusta e eficiente entre as UCs e o operador do sistema de distribuição (DSO, em inglês). Além disso, deve-se considerar a disponibilidade de VEs e o interesse de seus proprietários na participação de esquemas de recarga controlada, assuntos pouco abordados na literatura.

1.3 OBJETIVOS

Da revisão bibliográfica foi possível constatar a ausência de estudos que dispõem de análises técnicas e financeiras envolvendo cenários de recarga não controlada de VE, considerando sistemas robustos de alimentadores de distribuição modelados com base em dados reais e integrados com SFV e SAE. Em função disso, este trabalho propõe uma metodologia para a identificação dos impactos técnicos e financeiros provocados pela integração conjunta ou em separado de VEs, SFVs e SAEs em redes de distribuição.

Constituem objetivos específicos desta pesquisa:

- Determinar os impactos técnicos que a variação do nível de penetração dos VE, SFV e SAE produzem na demanda de pico, nas perdas técnicas e na tensão em regime permanente de um alimentador de sistemas de distribuição, modelado com base em dados reais de consumo e de parâmetros da rede.
- Efetuar a análise técnica contemplando i) o efeito das variações sazonais dos parâmetros meteorológicos na geração de SFV, ii) a aleatoriedade dos horários de recarga de VE em cenários de recarga não controlado, iii) a aleatoriedade da determinação da energia consumida por VE com a utilização de dados reais de ciclo de condução e, iv) a estratégia não coordenada de autoconsumo de SAE;
- Monetizar os impactos técnicos obtidos utilizando dados reais de custo por meio de um processo estocástico, visando a análise financeira sob a perspectiva da distribuidora;
- Comparar os impactos financeiros decorrentes da integração dos citados RED, considerando-se os casos em que há penetração de: i) apenas VE, ii) VE e SFV e, iii) VE, SFV e SAE;
- Identificar os níveis de penetração que promovam redução de custos para a empresa de distribuição de energia elétrica (EDE); e
- Identificar o caso que represente o melhor cenário no âmbito financeiro para a EDE.

1.4 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

A contribuições deste trabalho configuram as seguintes abordagens:

- Análise técnico-financeira da inserção de VE em larga escala em sistemas de distribuição assumindo cenários de integração de SFV e de SAE;
- Proposta de modelagem de estações de recarga de VE em UCs comerciais;
- Integração de RED em UCs atendidas tanto em BT como em MT;

1.5 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Com o intuito de se apresentar o embasamento teórico, a metodologia proposta e os resultados alcançados, a estrutura deste documento encontra-se organizada da seguinte forma:

- O Capítulo 2 expõe a fundamentação teórica referente às tecnologias em estudo e suas implicações nos parâmetros da rede;
- O Capítulo 3 descreve a metodologia proposta para a identificação dos impactos técnicos e financeiros ocasionados pela integração de RED no sistema de distribuição;
- O Capítulo 4 apresenta os dados e os materiais empregados neste trabalho.
- O Capítulo 5 exhibe os resultados da aplicação da metodologia proposta em um alimentador real de distribuição; e
- O Capítulo 6 discorre sobre as conclusões deste estudo e apresenta sugestões de trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este capítulo apresenta os tópicos necessários para a formulação e o entendimento da metodologia proposta. Para tanto, o capítulo é organizado da seguinte maneira:

A seção 2.2 expõe em detalhes a tecnologia referente à VEs e apresenta as variáveis aleatórias envolvidas na determinação do consumo de energia de VE e do instante inicial de recarga.

A seção 2.3 apresenta o embasamento teórico referente ao dimensionamento e modelagem de SFVs.

A seção 2.4 exhibe os conceitos teóricos relacionados aos SAE a baterias.

A seção 2.5 aborda as grandezas elétricas avaliadas neste trabalho e suas correlações com a integração de RED.

Por último, a seção 2.6 apresenta um resumo dos principais tópicos contemplados neste capítulo.

2.2 VEÍCULOS ELÉTRICOS

Existem três principais tipos de VE no mercado: veículos elétricos híbridos (VEHs), veículos elétricos híbridos com plugue (VEHPs), e veículos elétricos a bateria (VEB). Os VEHs possuem um motor de combustão interna que funciona com base no processo termodinâmico da queima de combustíveis líquidos convencionais, suplementado por ao menos um motor elétrico, alimentado por baterias. Essas baterias são recarregadas a bordo do veículo por meio da conversão da energia proveniente do processo de frenagem. Os VEHPs, por sua vez, também contêm ambos motores: à combustão interna e elétrico. Apesar de que esses veículos também contam com a tecnologia de recarga a bordo, a forma principal de recarga de VEHP se dá por meio da conexão à rede elétrica. Por fim, têm-se os VEBs, conhecidos também como veículos completamente elétricos. Eles não contêm motor de combustão interna como os modelos anteriores. Esse veículo é propulsionado por apenas motor(es) elétrico(s) alimentado(s) por baterias (SUN et al., 2020; DUBEY; SANTOSO, 2015).

É importante ainda acrescentar as tecnologias mais recentes, a saber, veículos elétricos movidos à célula de combustível (VECCs), os quais são compostos por motor elétrico alimentado por gás hidrogênio como principal fonte de energia (MUTHUKUMAR et al., 2021), e veículos elétricos solares (VESs), constituídos de SFV instalados no próprio veículo para alimentação do motor elétrico (MANIVANNAN; KALEESWARAN, 2016). Entretanto, o mercado de VECCs

e VESs ainda é emergente no mundo devido a baixa adoção (SUN et al., 2020). No geral, os VEBs representam a opção mais indicada da categoria, atenuando problemas ambientais dado à emissão nula de carbono e por ser uma tecnologia relativamente consolidada (SUN et al., 2020). A próxima seção aborda detalhes dos modelos de veículos completamente elétricos.

2.2.1 Modelos de Veículos Elétricos

Atualmente, o mercado dispõe de diversos modelos de VE com diferentes especificações, a saber: autonomia, consumo e tempo de recarga (CORIA; PENIZZOTTO; ROMERO, 2020). Para uma exposição detalhada dos modelos existentes e suas características, é preciso descrever os principais componentes que constituem um VEB. Tendo isso em vista, a Figura 2.1 apresenta os componentes de um VEB.

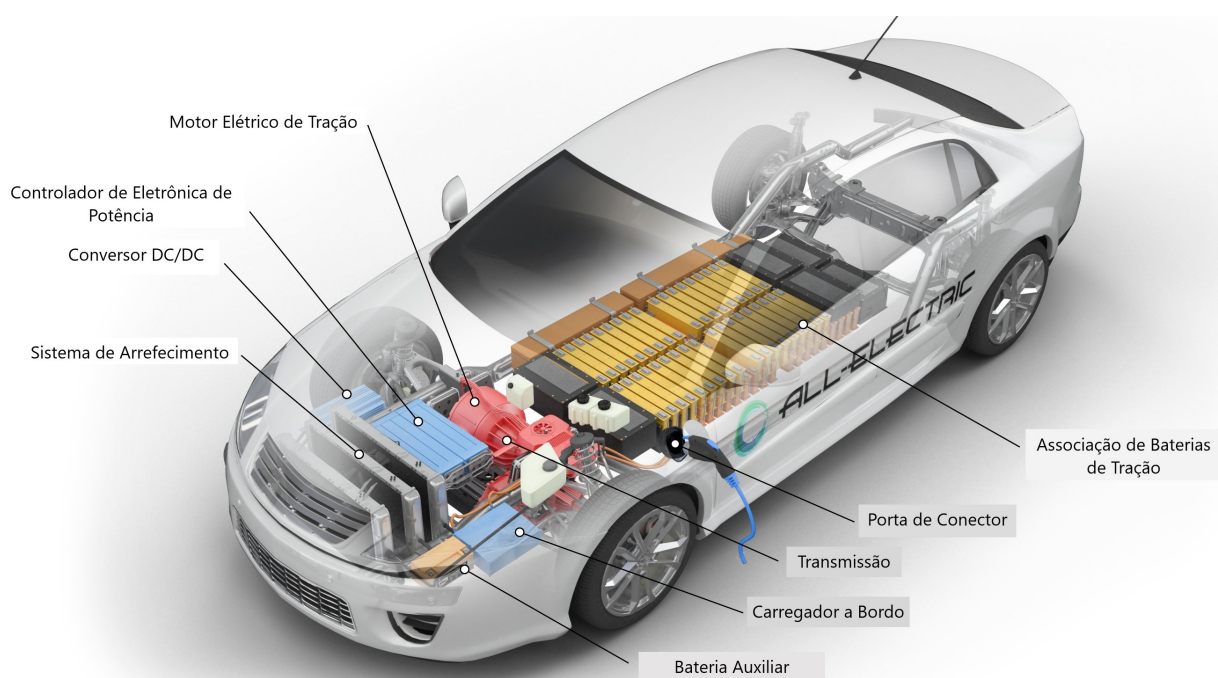


Figura 2.1: Componentes de um VEB (ENERGY, 2021).

Os motores elétricos de tração atrelados à transmissão e ao controlador compõem os elementos de propulsão do veículo. Esses componentes são fatores determinantes para a eficiência do VE, e conseqüentemente, para o consumo de energia elétrica. O conjunto de baterias de tração é responsável pelo armazenamento de energia elétrica de suprimento do motor elétrico, correspondendo ao elemento crítico na determinação da autonomia de um VE. Os carregadores são categorizados em dois tipos: carregador a bordo e carregador externo. O primeiro é instalado no próprio veículo, responsável por recarregar a bateria por meio da energia proveniente da conversão da energia cinética da rotação do motor, e também, da frenagem do veículo. A eficiência do carregador a bordo contribui na extensão da autonomia do veículo. Já o segundo, corresponde a um dispositivo externo ao veículo conectado à rede elétrica. Os carregadores externos, por sua vez, servem como fonte principal de recarga de VEB (SUN et al., 2020; UN-NOOR et al., 2017).

Os modelos existentes de VEB contam com especificações distintas. A Tabela 2.1 apresenta as especificações dos principais modelos disponíveis no mercado. É possível observar a existência de uma disparidade nos valores de capacidade de armazenamento de energia. O modelo Nissan Leaf, popularizado pelo seu baixo custo, possui capacidade de armazenamento de energia elétrica de 40 kWh, enquanto que o modelo Tesla X é capaz de armazenar até 100 kWh a bordo (CHARGEHUB, 2021). Além do mais, a Tabela 2.1 aponta o tempo necessário para recarga completa das baterias desses modelos. Para os modelos com a mesma capacidade de armazenamento, como é o caso do Jaguar I-Pace e do Tesla Model S, é possível notar que o primeiro modelo requer cerca de 8 horas a mais para carregamento completo de sua bateria se comparado com o segundo modelo.

Tabela 2.1: Especificações de VEB (CHARGEHUB, 2021).

Modelo	Potência Máxima de Recarga [kW]	Capacidade da Bateria [kWh]	Tempo Mínimo de Recarga Completa [h]
BMW ActiveE	7	32	4.6
BMW i3 2018	7.2	33	4.6
BMW i3 2019 (120 Ah)	7.2	42.2	5.9
Chevrolet Bolt	7.2	60	8.3
Chevrolet Spark	3.3	23	7.0
Coda	6.6	31	4.7
Fiat 500E	6.6	24	3.6
Ford Focus EV 2017/2018	6.6	33.5	5.1
Honda Clarity EV	6.6	25.5	3.9
Hyundai Ioniq	6.6	28	4.2
Hyundai Kona 2019	7.2	64	8.9
Kia Niro	7.2	64	8.9
Kia Soul EV	6.6	27	4.1
Jaguar I-Pace	7	90	12.9
Mercedes B Class B250e	9.6	28	2.9
Mitsubishi i-MiEV	3.3	16	4.8
Nissan Leaf 2018 S	3.3	40	12.1
Nissan Leaf 2018	6.6	40	6.1
Smart Car	3.3	17.6	5.3
Smart Fortwo ED Cabriolet	7.2	17.6	2.4
Smart Fortwo ED Coupe	7.2	17.6	2.4
Tesla Model 3 Standard	7.7	50	6.5
Tesla Model Long Range	11.5	70	6.1
Tesla Model S 90 Single	9.6	90	9.4
Tesla Model S 90 Dual	19.2	90	4.7
Tesla Model X 90 Single	11.5	90	7.8
Tesla Model X 90 Dual	17.2	90	5.2
Tesla Model X P100D	17.2	100	5.8
Tesla Model Roadster	17.2	56	3.3
Toyota Rav4	9.6	41.8	4.4
Volkswagen e-Golf	7.2	35.8	5.0
Volkswagen ID.4	11	77	7

2.2.2 Recarga de Veículos Elétricos

Como exposto na seção anterior, a recarga de VEB é realizada primordialmente por dispositivos externos de carregamento dedicados, denominados como equipamentos de suprimento de VE (EVSE, em inglês) (LEE; CLARK, 2018; NREL, 2012). A Comissão Eletrotécnica Internacional (IEC, em inglês) estabeleceu normas referentes às restrições para EVSE, a saber: i) a IEC 61851, a qual aborda requisitos gerais dos EVSE, e ii) a IEC 62196, que especifica as interfaces de conexão dos carregadores, como padrões de plugue e tomadas (IEC, 2017a; IEC, 2017b; IEC, 2018; IEC, 2014; IEC, 2016; IEC, 2014). Estas normas foram também adotadas no Brasil pela ABNT (SOUZA, 2020). Ainda contexto nacional, vale mencionar a Resolução Normativa número 819/2018 aprovada pela ANEEL, a qual regulamenta os requisitos para a instalação de estações de recargas de VEs. As informações técnicas de tensão de fornecimento, potência nominal (kW) dos dispositivos de recarga, tipos de recarga e quantidade de pontos de recarga são necessárias para o registro das estações. Essa resolução estabelece que estações de recargas podem explorar atividades comerciais livremente. Estipula-se também que a estação de recarga pode ser de responsabilidade tanto da própria distribuidora local como de estabelecimentos particulares (ANEEL, 2018).

Os modos de carregamento especificados pela IEC 61851 são apresentados na Tabela 2.2. Vale enfatizar que as especificações listadas nessa tabela representam valores máximos suportados por cada modo de recarga definido pela norma.

Tabela 2.2: Especificações técnicas de modo de carregamento.

Modo de Recarga	Forma de Onda	Tensão [V]	Corrente [A]	Potência [kW]
1	CA	250	16	3,6
2	CA	250	32	7,7
3	CA	250/480	250	60
4	CC	600	400	240

O modo de recarga 1 é caracterizado por um tempo de carregamento lento. O VE é conectado na rede diretamente através de um cabo via padrão de tomada residencial. Para atender normas de segurança, esse modo requer aterramento apropriado da UC e dimensionamento de um disjuntor, visando-se uma proteção adequada. O modo 2 também envolve a conexão via padrões de tomada de alimentação por meio de um conector portátil dedicado. Porém, esse modo de recarga conta com sistema de proteção incorporado no cabo de conexão. O modo de recarga 3 é constituído por um circuito de recarga dedicado, o qual contempla funções de proteção e controle. Esse circuito possibilita uma maior capacidade de fornecimento de potência, caracterizando uma recarga semi-rápida. Por fim, o modo de recarga 4 é identificado como modo de recarga rápida, também conhecido como supercarregadores. O VE é conectado via um dispositivo externo, embarcado

com um conversor CA/CC. Esse carregador externo conta ainda com funções de proteção e controle como o modo anterior. Ambos dispositivos externos referentes aos modos 3 e 4 representam equipamentos fixos (SOUZA, 2020; NEAGOE-ŞTEFANA; NEAGOE; MANDIŞ, 2014).

A Figura 2.2 exibe os quatro diferentes modos de recarga estabelecidos pela norma IEC 61851.

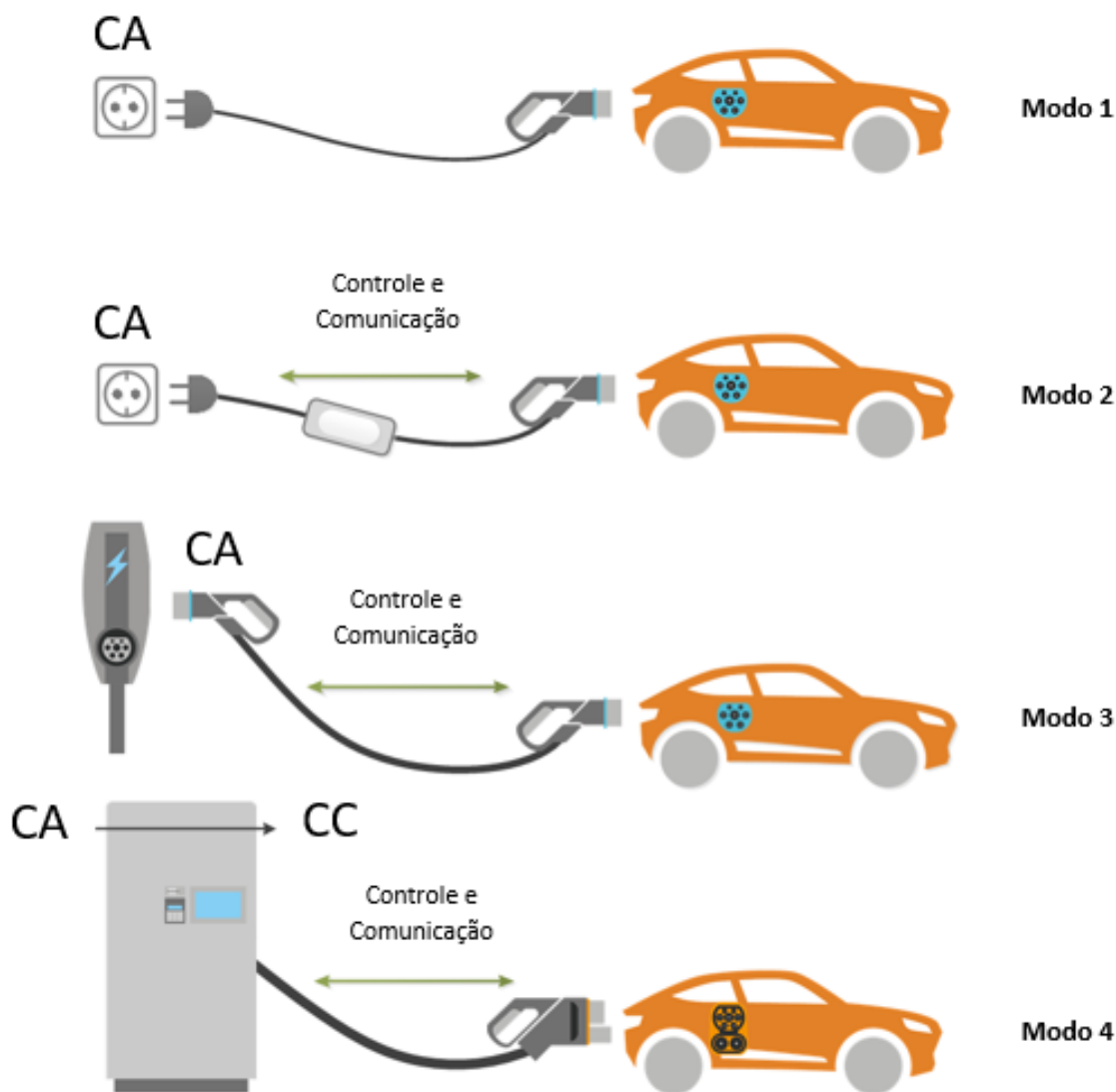


Figura 2.2: Modos de recarga de VE com base no padrão IEC 61851 (DELTRIX, 2021).

O modo 2 é a forma principal de recarga utilizada em ambientes residenciais. Este modo é vantajoso para um consumidor residencial por envolver custo relativamente baixo e propiciar portabilidade do dispositivo de carga. O modo 3, por sua vez, encontra-se mais presente em estações de carregamentos públicos e comerciais, possuindo capacidade de promover uma recarga em intervalos de tempo reduzidos. Já pela sua robustez, o modo 4 não é direcionado a perímetros residenciais, mas sim para regiões próximas a rodovias. Esse modo de recarga rápida envolve alto custo de implantação devido, majoritariamente, à necessidade de dispositivos mais robustos para

suprir potências de carregamento elevadas em CC (NEAGOE-ŞTEFANA; NEAGOE; MANDIŞ, 2014).

Salienta-se que todos os VEs são equipados com dispositivos conversores de CA para CC a bordo. Esses equipamentos possuem capacidade limitada de potência de conversão. Por esse motivo, o modo 3 não necessariamente supre sua recarga nominal caso as especificações do VE não permitam, conforme exposto na Tabela 2.1. Já os EVSE do modo 4 carregam a bateria diretamente em CC. Neste caso, a restrição de potência dos conversores embarcados no VE já não representa limitações para o processo de recarga (LEE; CLARK, 2018).

Em seu trabalho, Bahrami (2020) destaca a norma chinesa (GB/T) que encontra-se em desenvolvimento a fim de detalhar especificações de carregadores CC rápidos com potência de 900 kW (1500 V). Embora modos de carregamento extremamente rápidos (XFC, em inglês) venham sendo desenvolvidos por fabricantes de VE, como por o exemplo do Porsche Mission E, a grande maioria de VEs disponíveis hoje no mercado são projetados com componentes limitados a suportar taxas de recarga em CC de aproximadamente 50 kW (no máximo) (HOWELL et al., 2017). Apesar disso, é importante atentar para o desenvolvimento da tecnologia envolvendo XFC.

2.2.3 Determinação de energia consumida e do instante inicial de recarga de um veículo elétrico

A incerteza envolvendo estudos de VE reside principalmente na determinação do estado de carga (SoC, em inglês) da bateria no instante de recarga. O SoC representa a quantidade de energia restante utilizável armazenada em baterias (AFFONSO; KEZUNOVIC, 2019). Essa incerteza é ocasionada por fatores que influenciam o consumo de energia de um VE, como: o percurso conduzido, condições geográficas e meteorológicas e o modelo do veículo (DESREVEAUX et al., 2020).

A distância percorrida pelo veículo é, de fato, um quesito determinante no seu consumo. Todavia, um mesmo trajeto não implica no mesmo valor de energia consumida pelo VE. Desse modo, deve-se considerar as diferenças de percursos, as distintas condições de tráfego, as variações nas forças de resistência atuantes no veículo em movimento, a potência do motor, a potência acessória, a eficiência do veículo, e o tipo de recarga a bordo. As forças externas são provocadas por condições específicas de tempo e relevo. Cabe destacar que, ainda que se considere as mesmas condições de percurso, cada modelo de VE responde diferentemente no quesito consumo devido às próprias especificações técnicas (DESREVEAUX et al., 2020).

Em suma, um mesmo percurso não garante o mesmo consumo de energia elétrica por um VE. Desse modo, modelos de representação de VE que assumem uma taxa de consumo constante por unidade de distância percorrida resultam em valores imprecisos (SOUZA, 2020). Em função disso, são necessárias modelagens de VE mais elaboradas para a obtenção de valores mais confiáveis de energia consumida.

Em seu trabalho, Desreveaux et al. (2020) propõem um modelo de VE levando em conta as

forças de resistência externas na determinação do torque equivalente do veículo. Seu modelo utiliza valores de ciclo de condução como dados de entrada. A variável de saída desse modelo consiste nos valores de consumo instantâneo. O Laboratório de Energia Renovável dos Estados Unidos (NREL, em inglês) desenvolveu um software (FASTSim) para análise de eficiência e custo de VE. Esta ferramenta dispõe de ciclos de condução e considera fatores aerodinâmicos na modelagem dos veículos (GONDER et al., 2018). Souza (2020) investiga o método de determinação do consumo de um VE proposto pelo método do FASTSim, e o compara com representações de taxa de consumo constante. Os autores concluíram que o modelo proposto pelo FASTSim é mais apropriado na estimação da energia demandada por um VE. Portanto, essa ferramenta (FASTSim) possibilita determinar o consumo médio de um modelo de VE específico com base em um ciclo de condução.

Para a obtenção dos valores da variável aleatória da distância percorrida de um VE, vem sendo empregada a função de distribuição lognormal (SILVA; MELGAR-DOMINGUEZ; ROMERO, 2021; SOUZA, 2020). Em (2.1), (2.2) e (2.3) são apresentadas as fórmulas de cálculo dessa variável.

$$F_x = \frac{1}{x\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left\{-\frac{\ln(x) - \mu}{2\sigma^2}\right\} \quad (2.1)$$

$$\mu = \ln E[M] - \frac{1}{2} \ln\left(1 + \frac{\text{Var}[M]}{E[M]^2}\right) \quad (2.2)$$

$$\sigma^2 = \ln\left(1 + \frac{\text{Var}[M]}{E[M]^2}\right) \quad (2.3)$$

em que:

- F_x : Função densidade de probabilidade lognormal da variável aleatória da distância total percorrida por um VE;
- $E[M]$: Distância média total percorrida [km];
- $\text{Var}[M]$: Variância da distância total média percorrida [km²].

O instante inicial de recarga corresponde a outro fator de incerteza presente em estudos de VE. A fim de elucidar os métodos existentes para a determinação dessa variável, vale diferenciar os dois cenários referentes a estratégias de recarga de VE: i) carregamento coordenado e, ii) carregamento não coordenado. O primeiro consiste em estratégias de recarga controladas por operadores do sistema de distribuição. Por meio de uma infraestrutura de comunicação entre as estações de recarga de VE, os operadores controlam remotamente o fluxo de potência por meio de carregadores, com base em modelos de otimização que levam em consideração restrições técnicas e/ou econômicas do sistema. Geralmente, o cenário de carregamento coordenado de VEs objetiva minimizar os impactos na rede provocados pelo processo de recarga, os custos envolvendo

consumo de energia elétrica, ou ambos concomitantemente (HU et al., 2014; ZHOU et al., 2020; Shariful Islam; MITHULANANTHAN; Quoc Hung, 2019; AFFONSO; KEZUNOVIC, 2019). Já o carregamento não coordenado contempla estratégias de controle que dependem apenas de informações locais de onde o equipamento de recarga se encontra conectado à rede, isto é, esse cenário de carregamento não requer estrutura de comunicação com o operador do sistema e coordenação com demais estações de recarga (KOUNDINYA et al., 2020; AFFONSO; KEZUNOVIC, 2019; VELDMAN; VERZIILBERGH, 2015).

A determinação do instante inicial de recarga configura uma etapa importante para estudos referentes a VE. De fato, o horário de início de recarga representa uma variável essencialmente aleatória em cenários de carregamento não controlado, especialmente em situações em que o veículo inicia seu processo de recarga no exato momento em que é conectado à rede. A equação (2.4) apresenta a função de densidade de probabilidade de distribuição normal amplamente adotada na literatura para a representação da variável aleatória instante inicial de recarga de VE (SILVA; MELGAR-DOMINGUEZ; ROMERO, 2021; SOUZA, 2020).

$$F_h = \frac{100}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left\{-\frac{(h-\mu)^2}{2\sigma^2}\right\}, \quad h \in \mathbb{N} \mid 0 \leq h \leq 23 \quad (2.4)$$

em que:

- F_h : Função densidade de probabilidade do instante inicial de recarga de VE [%];
- h : Horário de início do processo de recarga de um VE [h];
- μ : Horário médio de início do processo de recarga de um VE [h];
- σ : Desvio padrão do horário de início do processo de recarga de um VE [h].

2.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Unidades de geração de energia elétrica são classificadas como geração centralizada (GC) ou geração distribuída (GD). A categoria de GC corresponde a usinas geradoras convencionais geralmente localizadas distantes de centros de carga conectados à rede básica e com alta capacidade de geração (acima de 3 MW para fontes convencionais, e de 5 MW demais fontes), destinadas a suprir grandes parcelas de carga. A GD consiste em sistemas de geração de energia elétrica de pequeno porte, geograficamente distribuídos, localizados próximos aos centros de cargas e, em geral, conectadas diretamente ao sistema de distribuição (SHAYANI, 2011; ANEEL, 2021). Vale mencionar dois segmentos que contemplam GD, a saber: microgeração distribuída, referente a centrais geradoras com potência instalada menor ou igual a 75 kW e, minigeração distribuída, caracterizada por sistemas de geração com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou 5 MW para demais fontes. Segundo ABSOLAR (2019), a geração solar fotovoltaica compreende 90% da potência total instalada de GD no Brasil, verificada em

2019. Desse modo, a subseção 2.3.1 expõe o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos de GD (SFV).

2.3.1 Dimensionamento da Potência Instalada de um Sistema Fotovoltaico

A radiação solar configura a fonte de energia responsável pela geração de energia elétrica em SFVs. Portanto, para calcular a potência instalada do SFV de uma UC, inicialmente, se faz necessário especificar as terminologias pertinentes à energia solar, a saber, irradiância, valor de pico de irradiância e irradiação. Irradiância refere-se à potência da radiação solar recebida na superfície da Terra para uma certa área de incidência. O valor típico de pico de irradiância na superfície terrestre é uma constante (k) convencionada para representação de um valor base de irradiância em condições de sol pleno. Seu valor é estabelecido na literatura como 1000 W m^{-2} (STECANELLA, 2020). Por outro lado, a irradiação representa a energia fornecida pela incidência dos raios solares na superfície da terra, podendo ser obtida pela integração da curva de irradiância ao longo de um período específico. Assim sendo, a integração da curva de irradiância de uma certa região ao longo do período de um dia dá origem a quantidade média de energia solar irradiada na superfície, isto é, a irradiação solar de um dia. Além disso, esta quantidade equivale ao conceito de horários de sol pleno (HSP). Esse valor representa a equivalência do total de horas em um dia de sol pleno em que a irradiância solar se encontraria hipoteticamente constante em seu valor de pico de 1000 W m^{-2} (MASTERS, 2013). A Figura 2.3 ilustra a relação entre HSP e irradiação solar em um dia.

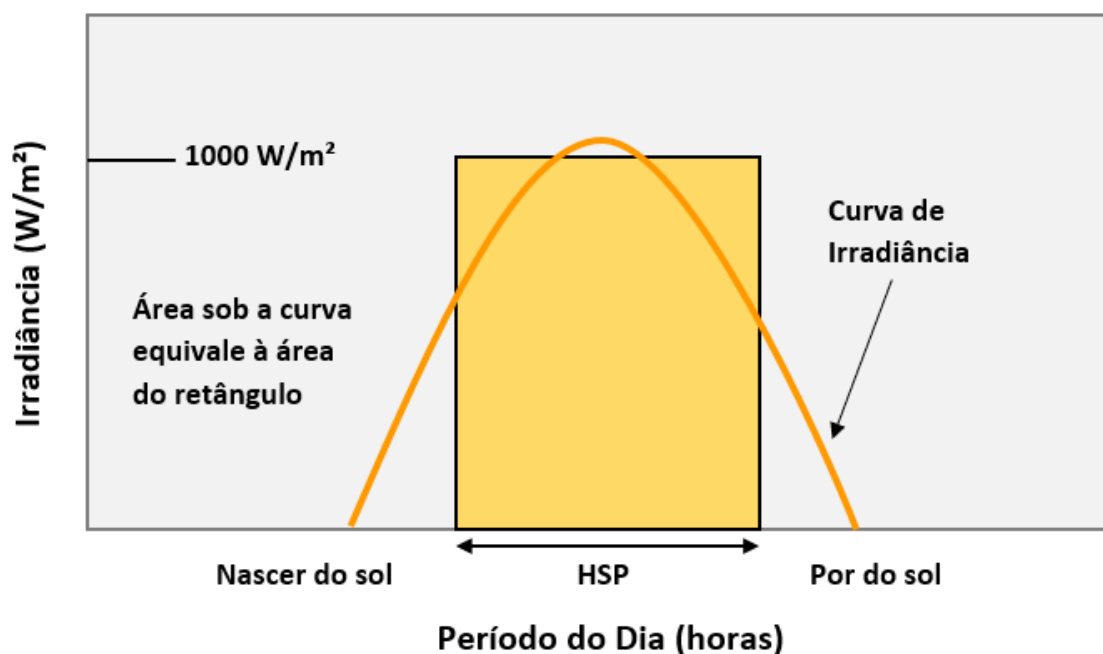


Figura 2.3: Equivalência de horários de sol pleno e irradiação total em um dia.

A resolução vigente permite a agregação de diferentes UCs para um mesmo SFV nas mo-

dalidades de geração junto à carga, geração compartilhada, autoconsumo remoto e condomínios (ANEEL, 2012). A modalidade de geração junto à carga corresponde àquela em que as unidades geradoras compartilham do mesmo ponto de conexão das UCs. Neste caso, a UC em que o sistema de geração encontra-se instalado será a única entidade beneficiada com créditos de energia produzidos por esse sistema de GD. Sendo assim, os SFVs são dimensionados a fim de suprir unicamente o consumo dessa UC. Portanto, de posse do consumo médio de energia de uma UC e da variável de HSP da região, é possível estimar a potência máxima instalada de um SFV.

É importante considerar as perdas elétricas do SFV no seu dimensionamento, como por exemplo, as perdas no inversor (4% a 10%), as perdas por temperatura (5% a 20%), as perdas nos cabos CC e AC (1% a 3%), por sombreamento (0% a 80%), e devido às variações de irradiação (3% a 7%). Em outras palavras, o SFV deve ser sobre-dimensionado visando-se contemplar as perdas inerentes aos componentes do sistema e ao processo de geração. Desse modo, as perdas acima elencadas podem ser agrupadas em um único fator conhecido como *Performance Ratio* (PR). Este índice estima a qualidade da instalação fotovoltaica contemplando a performance do sistema independente de orientação e inclinação dos painéis.

Dessa maneira, a equação (2.5) define a potência máxima instalada de um SFV.

$$P_{FV} = \frac{E \times k}{H \times PR} \quad (2.5)$$

em que:

- P_{FV} : Potência máxima instalada para o SFV de uma UC [kW];
- E : Consumo médio diário de energia elétrica de uma UC [kWh/dia];
- k : O valor típico de pico de irradiação na superfície terrestre [kW/m²];
- H : Horários de Sol Pleno [kWh · m⁻² · dia⁻¹];
- PR : *Performance Ratio* [decimal].

2.3.2 Modelagem de Sistemas Fotovoltaicos

Para uma representação precisa de sistemas reais, a modelagem de SFVs deve levar em consideração a variabilidade de parâmetros que afetam a potência de geração como os valores instantâneos de irradiação, a temperatura do painel fotovoltaico e a eficiência do inversor. A Figura 2.4 ilustra a representação de um modelo de SFV.

Esse modelo representa os módulos fotovoltaicos responsáveis pela geração da potência em CC com base em (2.6). Além disso, o modelo ilustrado compreende a representação do inversor de potência encarregado da obtenção da potência CA de saída do SFV, determinada conforme (2.7) e (2.8). Esses valores de saída permitem a implementação do equivalente de Norton e,

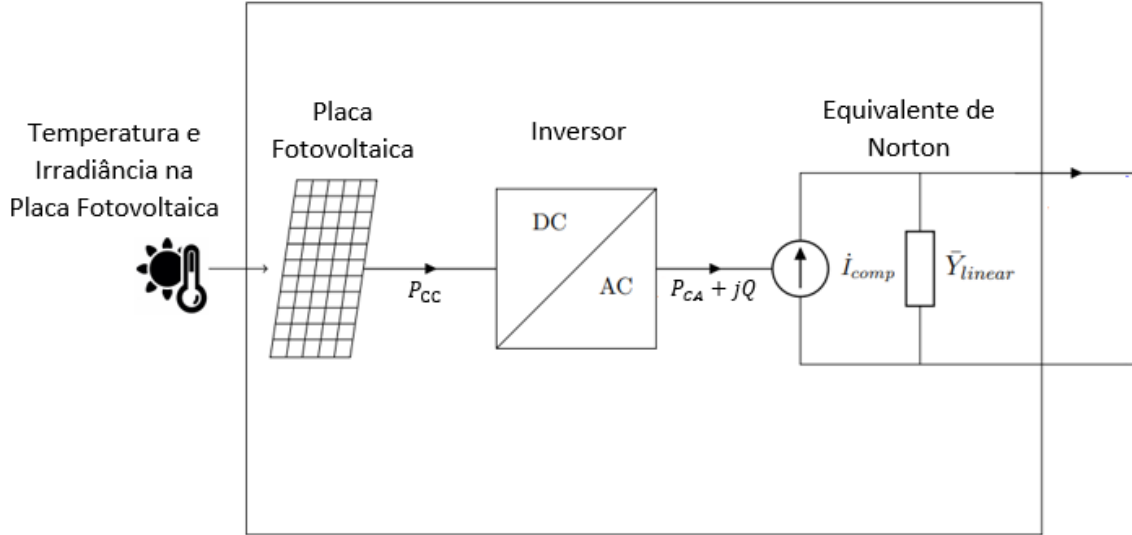


Figura 2.4: Ilustração do modelo do SFV (RADATZ et al., 2020).

consequentemente, a incorporação da representação de SFV em análises de fluxo de potência (RADATZ et al., 2020).

$$P_{CC}(t) = P_{FV} \times I(t) \times P(T_{FV}(t)) \times 10^{-2} \quad (2.6)$$

$$P_{CA}(t) = P_{CC}(t) \times \text{Eff}(P_{CC}(t)) \times 10^{-2} \quad (2.7)$$

$$Q_{CA}(t) = P_{CA}(t) \times \frac{\sqrt{1 - FP^2}}{FP} \quad (2.8)$$

em que:

- P_{FV} : Potência instalada dimensionada para o SFV [kW].
- $I(t)$: Irradiância incidente na placa solar relativa ao valor típico de pico de irradiância para o instante de tempo t [pu];
- $P(T_{FV}(t))$: Porcentagem capacidade nominal de geração da placa fotovoltaica para dada temperatura $T_{FV}(t)$ para o instante de tempo t [%];
- $P_{CC}(t)$: Potência gerada em CC pelos módulos fotovoltaicos para o instante de tempo t [kW];
- $E_{ff}(P_{CC}(t))$: Eficiência do inversor em função da potência de entrada $P_{CC}(t)$ [%];
- $P_{CA}(t)$: Potência ativa de saída em CA do SFV para o instante de tempo t [kW];

- $Q_{CA}(t)$: Potência reativa de saída do SFV para o instante de tempo t [kVAr];
- FP : Fator de potência do inversor [pu].

É importante destacar que a temperatura de operação do módulo fotovoltaico não é necessariamente a mesma que a temperatura ambiente. A temperatura de operação do módulo fotovoltaico depende também de outras variáveis climáticas além da própria temperatura ambiente, como por exemplo, a irradiação incidente na placa, velocidade e direção do vento, umidade relativa, dentre outros parâmetros associados à transferência de calor das placas fotovoltaicas entre o ambiente (NETO, 2017). Em seu trabalho, Neto (2017) faz uso de um modelo linear de determinação da temperatura do módulo fotovoltaico com base na temperatura ambiente, irradiância e velocidade do vento. Tamizhmani et al. (2003) determinam um modelo para prever a temperatura dos módulos fotovoltaicos com base em medições reais da temperatura ambiente, irradiância e velocidade do vento. Os autores derivam o modelo linear e apresentam os coeficientes da modelagem com base na média das medições em painel monocristalino, policristalino, amorfo, disseleneto de cobre e índio e telureto de cádmio.

A equação (2.9) exhibe o cálculo da temperatura do painel fotovoltaico proposto e validado por Tamizhmani et al. (2003). Na sequência, a Tabela 2.3 apresenta os coeficientes validados por meio do modelo citado.

$$T_{FV} = k_T T_0 + k_I I + k_v v + c \quad (2.9)$$

em que:

- T_{FV} : Temperatura do módulo fotovoltaico [$^{\circ}\text{C}$];
- T_0 : Temperatura ambiente [$^{\circ}\text{C}$];
- k_T : Coeficiente de Temperatura ambiente;
- I : Irradiância [W m^{-2}];
- k_I : Coeficiente de Irradiância [$^{\circ}\text{C m}^2\text{W}^{-1}$];
- k_v : Coeficiente de velocidade do vento [$^{\circ}\text{C m}^{-1} \text{s}$];
- v : Velocidade do vento [m s^{-1}];
- c : Constante de temperatura [$^{\circ}\text{C}$];

Tabela 2.3: Coeficientes do modelo linear de determinação da temperatura do módulo fotovoltaico (TAMIZHMANI et al., 2003).

k_T	k_I	k_v	c
0,94	0,03	-1,53	4,33

2.4 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Os Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) associados às fontes renováveis representam uma importante solução para o controle da intermitência da potência injetada (ABDI et al., 2017); CAMARGOS, 2020). Até o atual momento, diferentes tecnologias de armazenamento são propostas, a saber: sistemas de armazenamento de energia a baterias, sistemas de armazenamento de energia por ar comprimido, sistemas de armazenamento de energia por volante de inércia, sistemas de armazenamento de energia térmica, sistemas de armazenamento de energia hidroelétrica com bombeamento, sistemas de armazenamento magnético com supercondutor, sistemas de armazenamento por supercapacitores e sistemas de armazenamento a célula de combustível (ABDI, 2017). A Figura 2.5 mapeia os diferentes tipos de SAE conforme suas aplicabilidades.

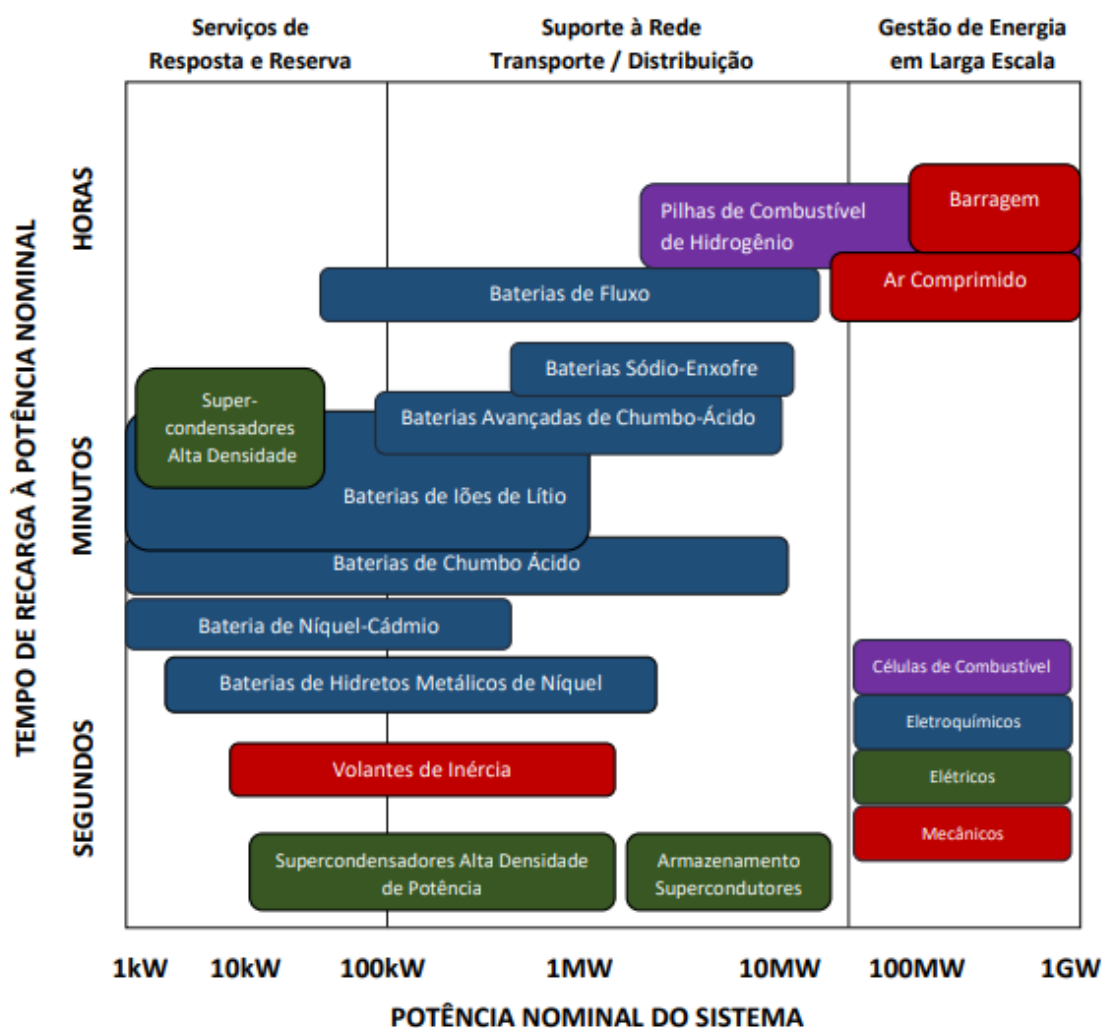


Figura 2.5: Resumo dos campos de aplicação das tecnologias de SAE (SPRAKE et al., 2017).

Embora exista uma grande variedade de tecnologias disponíveis para atuar como SAE conforme exibido na Figura 2.5, atualmente, a redução nos preços de baterias tem impulsionado o desenvolvimento de SAE. Pode-se observar que as baterias possuem uma capacidade de resposta

relativamente rápida. Além disso, SAEs a bateria contam com a versatilidade decorrente da possibilidade de escolha do local de instalação. Neste caso, eles podem ser empregados tanto como recursos centralizados como recursos distribuídos.

A operação dos SAEs é categorizada pela determinação do período de carregamento e período de descarga. Deste modo, a forma de operação dos SAEs como recursos distribuídos é regida pelo tipo de serviço que se pretende obter. Inicialmente, vale destacar a utilização de SAE como forma de backup. Essa categorização garante uma disponibilidade suplementar de recurso de energia para ser utilizado em momentos de falta de suprimento de eletricidade provenientes da rede. Outra forma de aplicação destes sistemas consiste no controle da demanda máxima da UC (*peak shaving*). Esse método limita a demanda da rede até certo nível estabelecido, acionando as baterias para o fornecimento de sua energia armazenada a fim de suprir a parcela de demanda adicional. Outro método bastante discutido atualmente é o serviço de arbitragem de energia. Esse, por sua vez, consiste em uma estratégia de controle baseada no preço. O benefício desse modo de operação reside na otimização financeira, promovendo o consumo da energia proveniente da rede em momentos de baixo custo e o acionamento das baterias em instantes de elevado preço (ODU-KOMAIYA; ABU-HEIBA; BEKKER, 2018). Contudo, para sua aplicabilidade é necessário a existência de tarifas dinâmicas ao longo do dia, ou de tarifas estáticas compostas por diferentes patamares, conhecidas como *Time of Use* (TOU). Estas tarifas ainda não são amplamente adotadas por todas as classes consumidoras. Cabe também destacar que, com a potencial participação de SAE no mercado de curto prazo de energia, o consumidor teria a capacidade de armazenar a energia em momentos de preço *spot* baixo e revendê-la em instantes de pico, com preços de eletricidade mais altos (FERC, 2018; FERC, 2020).

Os modos de controle de SAE apresentados até então podem ser aplicáveis em SAE como recursos distribuídos instalados independentemente. Entretanto, tais sistemas, quando associados a unidades geradoras, permitem uma nova forma de operação, o autoconsumo. Este método resulta do armazenamento do excedente da energia gerada para consumo futuro da mesma UC. A depender da capacidade do SAE e da potência instalada da unidade geradora, pode ser que a energia gerada seja completamente armazenada. A depender do nível de consumo da UC, a associação entre sistema de armazenamento e de geração pode garantir o grau de autossuficiência, anulando a quantidade de energia demandada da rede. Neste último caso, a UC não depende do fornecimento e dos serviços provenientes da EDE, podendo, portanto, passar a ser operada isoladamente quando desconectada da rede (*off-grid*).

2.4.1 Modelagem de Sistemas de Armazenamento de Energia a Bateria

Baterias eletroquímicas são categorizadas como primárias e secundárias. Baterias primárias são utilizáveis para um único ciclo de descarga, sem a possibilidade de reuso. Em contrapartida, baterias secundárias são designadas para contemplar diferentes ciclos de carga, denominadas também como baterias recarregáveis. Embora esta categoria possibilite aplicações de armazenamento de energia para suporte à rede elétrica, os diferentes ciclos de cargas envolvem a necessidade de

se atentar ao tempo de vida da bateria. Conforme este equipamento é utilizado e seus ciclos de carga consumidos, ocorre a degradação da capacidade de carga e de descarga e da sua capacidade de armazenamento (JIMÉNEZ et al., 2018). Deste modo, o SoC representa um parâmetro imprescindível na operação e modelagem de SAE, como já mencionado na subseção 2.2.3. A relevância deste parâmetro envolve o objetivo de estender a vida útil do dispositivo de armazenamento e manter seus níveis de operação nominal por um longo período. Com isso, fabricantes especificam limites para carga e para a descarga de baterias (2.10) (ROSEWATER et al., 2019; MAHMUD; HOSSAIN; TOWN, 2018).

$$SoC_{min} \leq SoC(t) \leq SoC_{max} \quad (2.10)$$

em que:

- $SoC(t)$: Estado de carga da bateria no instante t [%];
- SoC_{min} : Estado de carga mínimo da bateria [%];
- SoC_{max} : Estado de carga máximo da bateria [%].

As políticas de compensação de energia têm aumentado o interesse em maximizar a taxa de autoconsumo de proprietários de GD. Por definição, autoconsumo local consiste no consumo da energia autoproduzida por sistemas de GD conectados na própria UC. Dessa forma, SAEs tem possibilitado o balanço de energia produzida e consumida em UCs. Segundo Reimuth et al. (2019), a estratégia de autoconsumo promove a maior utilização da potência produzida por GD em comparação a demais estratégias de controle de SAE.

A Figura 2.6 ilustra o regime de recarga e descarga dos SAE sob a estratégia de autoconsumo.

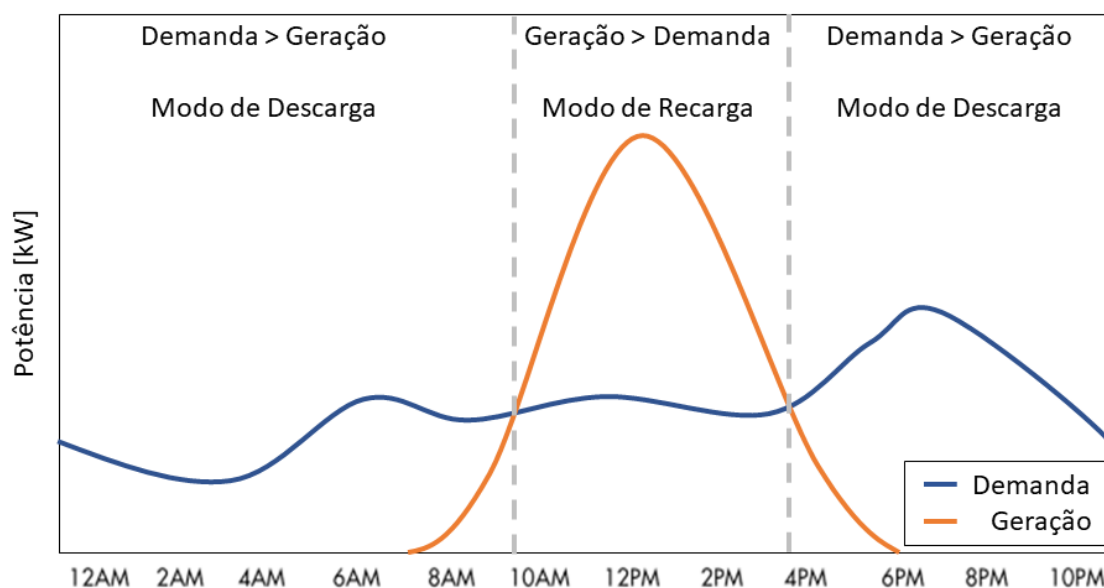


Figura 2.6: Modos de controle de SAEs segundo a estratégia de autoconsumo.

Tal como os painéis de SFVs, as baterias dos SAE operam em CC. Deste modo, a modelagem requer a definição da eficiência do inversor na conversão de potência CC em CA, e vice-versa. Além disso, é importante definir o fator de potência deste dispositivo.

A Figura 2.7 exibe uma modelagem de SAE que contempla as características supracitadas (ROCHA et al., 2020).

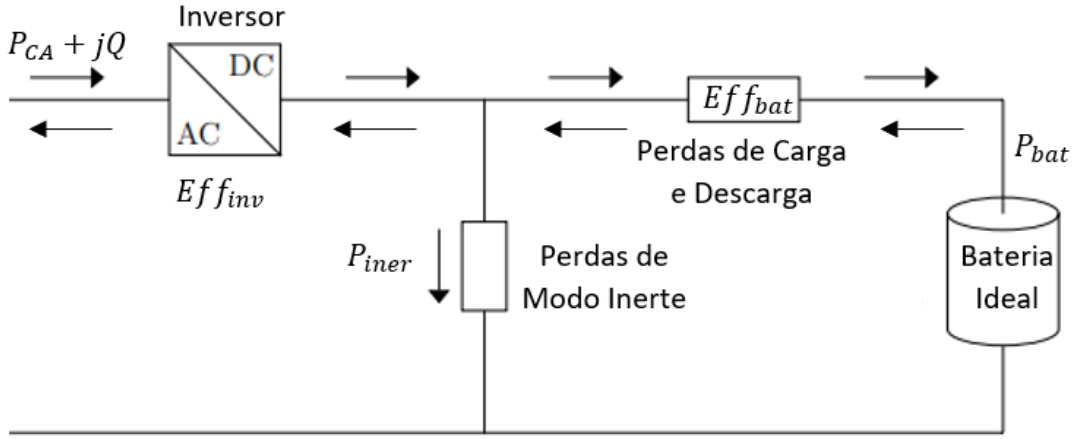


Figura 2.7: Ilustração do modelo de representação de um SAE (ROCHA et al., 2020).

O modelo apresentado na Figura 2.7 leva em consideração as perdas nos terminais da bateria e o consumo acessório do sistema. Cabe ainda mencionar que eletrodos de baterias encontram-se em estado de alta energia de Gibbs quando comparados com seu estado em descarga, o que provoca a auto descarga da bateria em circuito aberto (NIU; CONWAY; PELL, 2004). Desse modo, é importante contemplar as perdas da potência acessória do SAE e as perdas por auto descarga na modelagem de SAE. A potência demandada pela bateria em momentos de recarga nesse modelo é definida pela equação (2.11). A equação (2.12) exibe a forma de cálculo da potência nos terminais da bateria em instantes de descarga. A equação (2.13) exibe o valor da potência reativa injetada ou consumida pelo inversor presente no modelo do SAE.

$$P_{bat}^{recarga}(t) = (P_{CA}(t) \times Eff_{inv} - P_{iner}) \times Eff_{bat} \quad (2.11)$$

$$P_{bat}^{descarga}(t) = \frac{P_{CA}(t)}{Eff_{inv} \times Eff_{bat}} + \frac{P_{iner}}{Eff_{bat}} \quad (2.12)$$

$$Q(t) = P_{CA}(t) \times \frac{\sqrt{1 - FP^2}}{FP} \quad (2.13)$$

em que:

- $P_{CA}(t)$: Potência ativa injetada ou consumida pelo SAE [kW];

- $Ef_{inv}(t)$: Eficiência do inversor [*decimal*];
- P_{iner} : Perdas por autodescarga e carga acessória [*kW*];
- $Ef_{bat}(t)$: Eficiência de carga e descarga das baterias [*decimal*];
- $P_{bat}^{recarga}(t)$: Potência CC de recarga da bateria [*kW*];
- $P_{bat}^{descarga}(t)$: Potência CC de descarga da bateria [*kW*];
- $Q(t)$: Potência reativa injetada ou consumida pelo inversor que compõe o SAE;
- FP : Fator de potência do inversor bidirecional do SAE.

2.5 PARÂMETROS DA REDE

Essa seção discorre sobre as variáveis técnicas que são investigadas neste estudo, a saber: a demanda, as perdas elétricas e os níveis de tensão e os seus prováveis efeitos causados pela integração de RED em alimentadores do sistema de distribuição.

2.5.1 Demanda

A análise da demanda de um alimentador permite a compreensão do nível de consumo do sistema. Seu valor varia conforme o perfil de carga das UCs atendidas. Por esse motivo, esse parâmetro auxilia na identificação do estresse provocado na rede decorrente da instalação de RED em cada UC.

A demanda determina o custo necessário para o fornecimento de energia elétrica a cada consumidor. A determinação dos requerimentos de acesso à rede de distribuição se dá com base em parâmetros como o valor da demanda da UC acessante (ANEEL, 2017). Ademais, a demanda afeta o valor da conta de luz a ser faturado a cada mês. Embora, consumidores residenciais possuam apenas uma componente de consumo faturada em suas contas de energia elétrica, classes consumidoras e industriais contam ainda com uma parcela associada à demanda contratada (ANEEL, 2012). Além disso, a demanda agregada de um alimentador implica diretamente no custo referente ao uso de sistemas de transmissão desembolsados por EDEs (ANEEL, 2013). Sendo assim, a demanda representa um indicador importante em estudos técnicos e econômicos de sistemas de distribuição. Aplicações de novas tecnologias como VE e SAE representam um desafio no planejamento de sistemas de distribuição dada a variabilidade e incerteza associada ao comportamento dos consumidores. Não é possível afirmar de forma genérica se estas tecnologias contribuirão para o aumento do pico de demanda ou se provocarão novos instantes de pico em um alimentador (CHIHOTA; BEKKER, 2020). Já a integração de SFV proporciona a redução de picos diurnos, muito embora a instalação desta tecnologia não seja suficiente para atenuar picos de demanda noturnos (HAGHDADI et al., 2018).

A Figura 2.8 apresenta a curva da demanda agregada do sistema da Alemanha na presença de penetração de geração fotovoltaica.

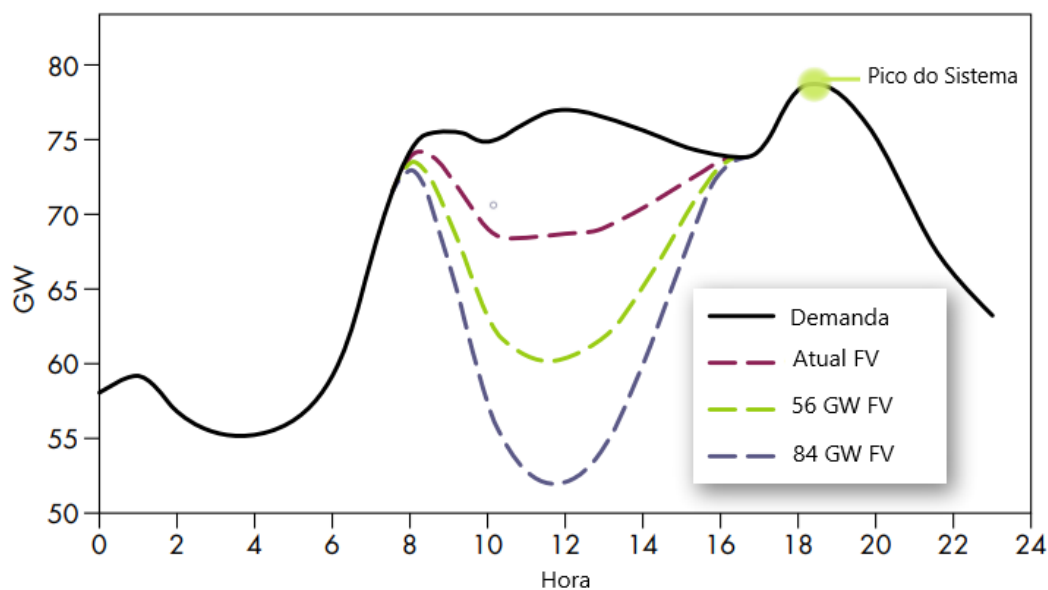


Figura 2.8: Perfil de carga do sistema da Alemanha.

Observa-se que apesar da demanda do sistema ser reduzida no período diurno, a geração não é capaz de atenuar o pico de demanda que ocorre ao final da tarde, fato que evidencia a divergência de períodos de pico de demanda e da geração fotovoltaica.

Em vista disso, é necessário introduzir o conceito de demanda de pico. Este parâmetro corresponde ao valor máximo em módulo de potência demandada da rede elétrica dentro de um intervalo específico (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005). O aumento significativo na demanda de pico de um alimentador como um todo provoca sobrecorrente em seus componentes, uma vez que o sistema está dimensionado para suportar certos níveis de carga. Sendo assim, o parâmetro de demanda de pico é capaz de contemplar indiretamente o nível de carregamento de condutores e transformadores da rede e apontar a necessidade de investimento de reforço na rede (PALOMINO; PARVANIA, 2020; STECANELLA, 2020; HAGHDADI et al., 2018).

2.5.2 Perdas de Energia Elétrica

As perdas de energia elétrica correspondem à diferença da energia gerada que não chega a ser fornecida para os consumidores (ANEEL, 2019). Essas perdas são primariamente classificadas como técnicas e não-técnicas. Perdas técnicas correspondem às perdas de energia ocasionadas por fatores inerentes à rede elétrica. Por outro lado, perdas não técnicas configuram perdas de energias causadas por furtos (ligações clandestinas e fraudes de medidores). A abordagem de perdas não técnicas encontra-se fora do escopo deste trabalho, uma vez que não há dependência direta desta grandeza com a inserção de RED no sistema elétrico.

Perdas técnicas, por sua vez, encontra-se diretamente correlacionada com a integração de

tecnologias que promovam variação de carga e de geração na rede. Essa categoria é dividida em perdas técnicas constantes e variáveis. As perdas constantes são causadas pelas correntes de magnetização em equipamentos como transformadores e reatores. Conhecidas também como perdas no núcleo, as perdas constantes são ocasionadas por histerese magnética e correntes parasitas. Elas são assim classificadas por não possuírem considerável dependência da carga. Elas são associadas essencialmente ao tipo de material que compõem o núcleo do equipamento eletromagnético. Já as perdas variáveis são provocadas pelo efeito Joule em condutores de uma rede elétrica. Elas são categorizadas como perdas variáveis devido a forte dependência com a corrente elétrica drenada pela carga (VELDMAN; VERZIILBERGH, 2015).

Apesar das perdas técnicas serem inerentes à rede elétrica, elas retratam a eficiência do sistema no processo de transferência de energia elétrica. Isto é, um sistema capaz de suprir uma mesma demanda com menores perdas técnicas, representa um sistema mais eficiente. Em 2018, as perdas técnicas em sistemas de distribuição representaram 7,5% da energia injetada na rede do Brasil (ANEEL, 2019).

A incorporação de RED nos sistemas de distribuição tem o potencial de reduzir as perdas técnicas (USMAN et al., 2017). A injeção de potência diretamente no ponto de carga por estes recursos distribuídos evita que parte da corrente elétrica demandada percorra as linhas e transformadores do alimentador. Conseqüentemente, a redução do fluxo de potência no sistema de distribuição atenua as perdas técnicas de energia na rede (SILVA; MELGAR-DOMINGUEZ; ROMERO, 2021; SHAYANI, 2011). Por outro lado, o aumento do consumo também provocado pela integração de RED, quando operando como cargas, implica no aumento das perdas técnicas do alimentador (VELDMAN; VERZIILBERGH, 2015).

2.5.3 Tensão

Com o intuito de manter os níveis de tensão em margens adequadas e visando o controle da qualidade do fornecimento da energia elétrica aos consumidores, agentes reguladores estabelecem limites de magnitude de tensão em regime permanente. A norma ANSI C84.1-2011 estabelece que a tensão de serviço deve variar no máximo de 5% para mais ou para menos em sistemas de distribuição da América do Norte, enquanto que para o padrão da Europa, a norma EN50160 estabelece uma faixa de 10% de variação (DUBEY; SANTOSO, 2015). A Tabela 2.4 expõe os limites de tensão estabelecidos pela ANEEL para o suprimento de energia elétrica para nível nominal de baixa tensão (BT) e de média tensão (MT) (ANEEL, 2021).

Tabela 2.4: Limites de tensão de fase em regime permanente para faixa adequada de fornecimento de energia elétrica.

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

Para a regulação do nível de qualidade de fornecimento da energia elétrica, a ANEEL calcula periodicamente indicadores de conformidade de tensão que apontam a duração relativa em que os níveis de tensões se mantiveram fora dos limites estabelecidos. As equações (2.16) e (2.17) indicam o método de cálculo dos indicadores equivalentes de uma EDE por meio dos valores individuais de duração relativa de transgressão dos limites de tensão (DRP_i e DRC_i), obtidos por meio de dados de medições de tensões (2.14) e (2.15). O período de medição abrange uma semana em intervalos de medição de 10 minutos e é realizado em unidades consumidoras sorteadas na área de concessão de cada distribuidora (ANEEL, 2021).

$$DRP_i = \frac{n_p}{N_i} \times 100 \quad (2.14)$$

$$DRC_i = \frac{n_c}{N_i} \times 100 \quad (2.15)$$

$$DRP_E = \sum_i^{N_{UCs}} \frac{DRP_i}{N_{UCs}} \quad (2.16)$$

$$DRC_E = \sum_i^{N_{UCs}} \frac{DRC_i}{N_{UCs}} \quad (2.17)$$

em que:

- n_p : Número de leituras observadas dentro da faixa precária para a UC i;
- n_c : Número de leituras observadas dentro da faixa crítica para a UC i;
- N_i : Número total de leituras para a UC i;
- DRP_i : Duração Relativa de Transgressão de Tensão Precária da UC i [%];
- DRC_i : Duração Relativa de Transgressão de Tensão Crítica da UC i [%];
- DRP_E : Duração Relativa de Transgressão de Tensão Precária Equivalente [%];
- DRC_E : Duração Relativa de Transgressão de Tensão Crítica Equivalente [%];
- N_{UCs} : Número total UCs.

Os indicadores DRP_E e DRC_E apontam o nível de qualidade de fornecimento de eletricidade nos níveis de tensão. O limite do indicador DRP é de 3%, e para o indicador DRC , este limite é de 0,5%. A EDE deve compensar os consumidores que foram submetidos às tensões de atendimento com transgressão (ANEEL, 2021).

A inserção de RED em alimentadores de distribuição provoca variação nos níveis de tensão em pontos específicos do alimentador onde eles encontram-se conectados (SOUZA, 2020; STECANELLA, 2020). O aumento do consumo em situações de carregamento de VEs intensifica a queda de tensão na rede, provocado pelo aumento da magnitude de corrente percorrendo os condutores e transformadores do circuito. Rezaee, Farjah e Khorramdel (2013) identificaram violações dos limites estabelecidos pela norma EN 50160 provocados pela penetração de VE na rede de distribuição. Por outro lado, a injeção de energia na rede proveniente de SFVs ocasiona uma elevação dos níveis de tensão na região dos pontos de conexão. Nesta situação, uma parcela de demanda da carga é suprida localmente, fator que atenua os valores de queda de tensão no alimentador (SHAYANI, 2011). Além disso, a injeção de potência reativa também implica na regulação de tensão do ponto de conexão (LIU et al., 2018). Entretanto, esses efeitos dependem da configuração do sistema, das cargas e da localização das unidades de geração (ADEFARATI; BANSAL, 2016). A variação de consumo e da injeção de potência na rede acarreta desvios dos níveis de tensão, seja causado por variações na queda de tensão, ou pela variação na taxa de reativo gerado ou consumido por esses dispositivos.

2.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou os conceitos vinculados à metodologia proposta neste trabalho. Primeiramente, foram expostos os parâmetros técnicos e regulatórios associados às tecnologias de VE, SFV e SAE. Esta explanação contou com terminologias comumente utilizadas na literatura, e ainda, da modelagem destes sistemas para análises computacionais. Adicionalmente, foram detalhadas as grandezas elétricas empregadas para análises de impactos dada sua correlação na presença de RED. Com isto, o próximo capítulo discorrerá sobre a metodologia para a identificação de impactos técnicos e financeiros provocados pela inserção destas tecnologias em redes de distribuição de energia elétrica.

3 METODOLOGIA

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este capítulo apresenta a metodologia proposta neste estudo para identificar os impactos técnicos e financeiros que a inserção de RED, podem provocar em sistemas de distribuição. Para tanto, o capítulo é organizado da seguinte maneira:

A seção 3.2 exibe a visão geral da metodologia e suas principais etapas.

A seção 3.3 apresenta o procedimento utilizado para a identificação dos impactos técnicos que a integração de RED pode provocar na demanda de pico, nas perdas técnicas e nos níveis de tensão.

A seção 3.4 descreve o método empregado para a monetização dos impactos técnicos expostos na seção 3.3; e

Por fim, a seção 3.5 sintetiza as considerações finais deste capítulo.

3.2 VISÃO GERAL

A Figura 3.1 apresenta o diagrama geral da metodologia proposta para identificar os impactos técnicos e financeiros decorrentes de três diferentes casos de integração de RED em sistemas de distribuição.

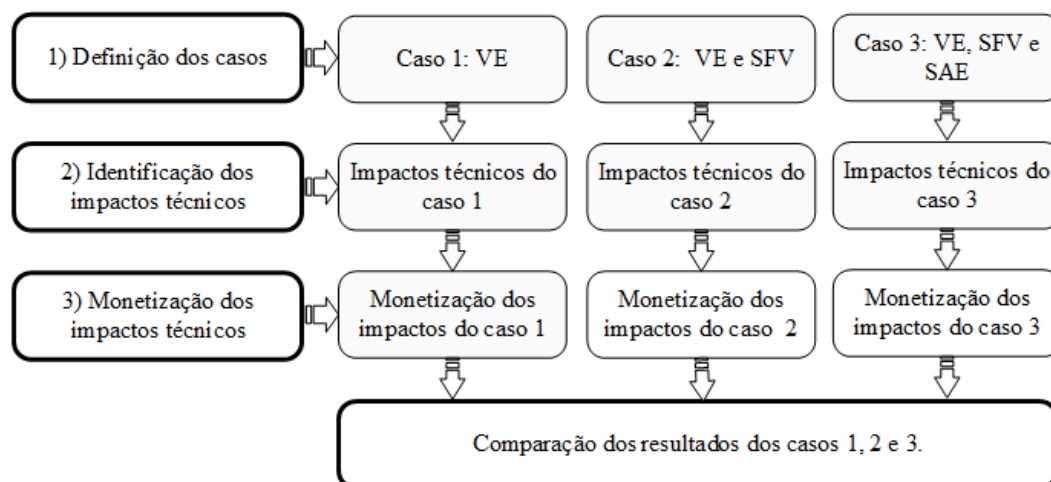


Figura 3.1: Diagrama geral da metodologia proposta para a identificação dos impactos técnicos e financeiros decorrentes da inserção de RED em sistemas de distribuição.

A primeira etapa da metodologia exposta na Figura 3.1 estabelece os casos analisados. Neste estudo, optou-se pela avaliação dos impactos técnicos e financeiros no sistema de distribuição

provocados pela instalação de: 1) somente VE; 2) VE e SFV, e; 3) VE, SFV e SAE.

Em seguida, são determinados os impactos técnicos que cada caso proposto pode provocar na demanda de pico, nas perdas técnicas e nos níveis de tensão. Neste estudo, os resultados para diferentes níveis de penetração das tecnologias avaliadas são obtidos por meio de uma análise de sensibilidade. Portanto, a quantidade de VEs, a potência total instalada dos SFVs, assim como a capacidade total de armazenamento dos SAEs são definidas conforme o nível de penetração adotado.

Na terceira etapa, os impactos técnicos da inserção dos referidos RED na rede elétrica são monetizados. Esse processo consiste na conversão das variáveis técnicas em unidade monetária e na correção para valor presente. Por fim, os resultados da análise financeira são comparados e o caso que implica em maiores benefícios ou menores gastos para a distribuidora é determinado.

A próxima seção define os impactos técnicos analisados neste trabalho.

3.3 IMPACTOS TÉCNICOS

As variáveis elétricas em um sistema de potência variam conforme o nível de carga ou geração da rede. Nesse sentido, primeiramente esta seção define os níveis de penetração utilizados na análise de sensibilidade referente ao grau de inserção de RED nos sistemas de distribuição. Na sequência, esta seção especifica os impactos técnicos avaliados neste estudo e aborda a técnica proposta para a obtenção desses parâmetros.

3.3.1 Níveis de Penetração

O nível de penetração corresponde ao parâmetro incubido de estabelecer a parcela de RED integrados na rede. Isto posto, as seções seguintes descrevem o modo de aplicação dos níveis de penetração para a determinação da quantidade de VEs e da capacidade instalada de SFVs e SAEs.

3.3.1.1 Níveis de Penetração de VE

A quantidade de UCs que recebem VE (N_{UCs}^{VE}) é computada por meio do produto do valor em porcentagem do nível de penetração desejado (pen_{VE}) com o número de UCs existentes no alimentador em avaliação (N_{UCs}), conforme exibido em (3.1). Em outras palavras, o valor máximo possível de VE em um alimentador para um certo nível de penetração é proporcional à quantidade de UCs existentes no alimentador em análise.

$$N_{UCs}^{VE} = \left\lfloor \frac{pen_{VE}}{100} \times N_{UCs} \right\rfloor \quad (3.1)$$

em que:

- N_{UCs}^{VE} : Número de UCs que contêm VE;
- N_{UCs} : Número total de UCs;
- pen_{VE} : Nível de penetração de VE [%];
- $\lfloor \cdot \rfloor$: Função menor inteiro.

Neste estudo, o modo de disposição de VEs é regido pela classe em que a UC se encontra. Com isso, uma UC residencial é limitada a possuir no máximo um VE caso ela venha ser selecionada (SOUZA, 2020; TORQUATO et al., 2016).

Contudo, estabelecimentos da classe comercial que venham a ser sorteados para dispor de VE, podem receber mais de um veículo. Esta quantidade é definida aleatoriamente seguindo uma distribuição normal (AFFONSO; KEZUNOVIC, 2019; WANG et al., 2021). A equação (3.2) sintetiza o método de atribuição de VE por classe de UC, sujeita a (3.3).

$$N_i^{VE} = \begin{cases} 1, & \text{se classe} = \text{residencial} \\ \lceil N(\mu, \sigma) \rceil, & \text{se classe} = \text{comercial} \\ 0, & \text{demais classes} \end{cases} \quad (3.2)$$

$$0 \leq N_i^{VE} \leq n_{max} \quad (3.3)$$

em que:

- N_i^{VE} : Quantidade de VEs atribuídos a uma UC i ;
- n_{max} : Quantidade máxima de VEs atribuídos a uma UC;
- σ : Desvio padrão da distribuição normal;
- μ : Média da distribuição normal;
- $\lceil \cdot \rceil$: Função maior inteiro.

Para a determinação da distância percorrida pelos veículos utiliza-se um modelo de distribuição lognormal, ao passo que para a definição do horário de início de carregamento, adota-se um modelo de distribuição normal conforme detalhado na subseção 2.2.3. É importante mencionar que, independente da classe da UC, cada veículo terá sua distância percorrida, estado inicial da bateria e o horário de carregamento definidos independentemente e aleatoriamente. Isto significa que, para classe comercial, veículos atribuídos a uma mesma UC não serão carregados necessariamente no mesmo instante e durante o mesmo intervalo de tempo. Esse modelo tem o propósito de representar a incerteza da chegada de VE em instalações dedicadas de recarga capazes de acolher mais de um veículo e suprir uma potência superior, como postos de carregamento geralmente localizados em edifícios comerciais.

Levando em consideração os diferentes tipos de VE, as análises empregues neste estudo não avaliam VECC e VES dado que essas tecnologias ainda se encontram emergentes no setor automotivo. Ademais, considerando-se que este trabalho é motivado pela meta ambiental de descarbonização global, este estudo exclui os veículos operados por motores de combustão interna. Portanto, a análise do efeito da integração na rede é restrita a apenas VEBs, que para efeito de simplificação, serão referidos como VE de agora em diante.

3.3.1.2 Níveis de Penetração de SFV e SAE

O método de integração de SFV nas UCs obedece um processo iterativo. Inicialmente, a potência instalada do SFV de cada UC é calculada conforme (3.4). Em seguida, a capacidade máxima de inserção de SFV no alimentador que implicaria em um nível de penetração de 100% é calculada segundo (3.5). Em outras palavras, a capacidade máxima de SFV corresponde à potência instalada total quando todas UCs em MT e BT do alimentador em análise encontram-se equipados com SFV.

$$P_i = \frac{k (E_i + E_i^{VE})}{H \times \eta} \quad (3.4)$$

$$P_{max} = \sum_i^{N_{UCs}} P_i \quad (3.5)$$

em que:

- P_i : Potência instalada do SFV da UC i [kW];
- E_i : Consumo médio diário de energia elétrica da UC i sem considerar VE [kWh/dia];
- E_i^{VE} : Consumo médio diário de energia elétrica no carregamento de VEs da UC i [kWh/dia];
- k : Valor típico de pico de irradiância na superfície terrestre [kWm^{-2}];
- η : *Performance Ratio* [decima];
- H : Horários de sol de pleno [$kWm^{-2}dia^{-1}$];
- P_{max} : Potência instalada dos SFVs quando todas UCs em MT e BT do alimentador em análise encontram-se equipados com SFV [kW].

Em seqüência, mediante o processo iterativo de inserção de SFV, selecionam-se UCs aleatoriamente a fim de se atingir o valor desejado de potência instalada de SFV para o nível de penetração adotado. Portanto, a capacidade instalada de geração fotovoltaica no alimentador é determinada conforme expresso em (3.6).

$$P_{pen_{FV}} = \frac{pen_{FV}}{100} \times P_{max} \quad (3.6)$$

em que:

- $P_{pen_{FV}}$: Potência instalada dos SFVs para o nível de penetração pen_{FV} [kW];
- pen_{FV} : Nível de penetração de SFV [%];

Neste estudo, assume-se que o armazenamento de energia é realizado por apenas SAEs a baterias. Desse modo, a partir de agora, esse sistemas serão referidos como apenas SAEs. Ainda nesse sentido, a integração de baterias é adotada exclusivamente para proporcionar o armazenamento da geração excedente dos SFV. Sendo assim, este trabalho avalia a integração de SAE em uma UC apenas quando da existência de SFV. Dessa maneira, a taxa de penetração para SAE é definida de acordo com o nível de penetração de SFV. Para tanto, a capacidade do SAE de uma UC é determinada conforme (3.7).

$$Q_i = E_i + E_i^{VE} \quad (3.7)$$

em que:

- E_i : Consumo médio diário de energia elétrica da UC i sem considerar VE [kWh/dia];
- E_i^{VE} : Consumo médio diário de energia elétrica no carregamento de VEs da UC i [kWh/dia];

Vale ressaltar que esta metodologia estabelece limites superiores no dimensionamento dos SFV e dos SAE para cada UC dado limitações regulatórias e técnicas respectivamente. Essas restrições se encontram listadas em (3.8).

$$P_i \leq \overline{P}_i \quad (3.8a)$$

$$Q_i \leq \overline{Q}_i \quad (3.8b)$$

em que:

- \overline{P}_i : Valor limite de potência do SFV da UC i [kW];
- \overline{Q}_i : Capacidade máxima do SAE da UC i [kWh];

Em suma, este trabalho considera dois diferentes níveis de penetração de RED, um para VE (pen_{VE}) e outro para SFV e SAE (pen_{FV}). Para efeito de simplificação na descrição da metodologia das seções subsequentes, define-se o termo de cenário de penetração (pen) o qual enquadra os dois níveis de penetração previamente apresentados. Essa definição tem o intuito de condensar a representação desses dois parâmetros por meio de uma única variável.

As seções seguintes abordam as grandezas elétricas abordadas no método proposto e expõem a forma de quantificação dos impactos técnicos analisados neste estudo.

3.3.2 Demanda de Pico

Para o cálculo da demanda de pico de um alimentador considera-se o valor da demanda horária de todas as UCs do alimentador como explicitado em (3.9). Na sequência, calcula-se a demanda de pico (D_d) do dia d simulado. A (D_d) corresponde a probabilidade de 95% (P_{95}) de não ser excedida, conforme exposto em (3.10). A demanda de pico do sistema para um sorteio de posicionamento S é definida conforme (3.11). Já a demanda de pico referente ao cenário de penetração avaliado é obtida de acordo com (3.12).

$$D_h = \sum_i^{N_{UCs}} D_i \quad (3.9)$$

$$D_d = P_{95} [|D_h|] \Big|_1^{N_h} \quad (3.10)$$

$$D_S = \max [D_d] \Big|_1^{N_d} \quad (3.11)$$

$$D_{pen} = \max [D_S] \Big|_1^{N_S} \quad (3.12)$$

em que:

- D_i : Demanda de uma UC i para a hora h do dia d simulado [kW];
- D_h : Demanda agregada de todas UCs do alimentador para a hora h do dia d simulado [kW];
- D_d : Demanda pico do dia d simulado [kW];
- D_S : Demanda de pico do alimentador para o sorteio de posicionamento S [kW];
- D_{pen} : Demanda de pico do alimentador para o cenário de penetração pen [kW];
- N_h : Número horas em que o fluxo de potência convergiu em um dia simulado;
- N_d : Número de dias simulados;
- N_S : Número de sorteios de posicionamento dos RED;
- $\max[\cdot]$: Função valor máximo;
- $|\cdot|$: Função valor absoluto.

O impacto técnico resultante do aumento de penetração de RED, no tocante à demanda de pico (ΔD_S) considerando um único sorteio (S) de posicionamento de RED, é caracterizado pela sua variação em relação ao cenário base sem presença de tecnologias (D_0), conforme exposto em (3.13).

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

onde:

- ΔD_S : Variação da demanda de pico para o sorteio de posicionamento S [kW];
- D_0 : Demanda de pico do alimentador sem RED (penetração igual a zero) [kW].

De posse dos valores (D_{pen}) de cada cenário de penetração, calcula-se a variação da demanda de pico do sistema (ΔD_{pen}) de acordo com (3.14).

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

onde:

- ΔD_{pen} : Variação da demanda de pico para o cenário de penetração pen [kW];
- D_0 : Demanda de pico do alimentador sem RED (penetração igual a zero) [kW].

3.3.3 Perdas Técnicas

A fim de se determinar o valor médio das perdas técnicas de um alimentador, calcula-se, inicialmente, a média das perdas técnicas acumuladas em um dia simulado (L_d), como indicado em (3.15). Uma vez obtido o valor médio de perdas técnicas em um dia, calcula-se a média de perdas do sistema para o sorteio de posicionamento (L_S) considerando-se todos os dias simulados (N_d) conforme apresentado em (3.16). Assim, a equação (3.17) exhibe a fórmula de cálculo da média das perdas técnicas para um cenário de penetração.

$$L_d = \frac{24}{N_h} \sum_h^{N_h} L_h \quad (3.15)$$

$$L_S = \frac{1}{N_d} \sum_h^{N_d} L_d \quad (3.16)$$

$$L_{pen} = \frac{1}{N_S} \sum_h^{N_S} L_S \quad (3.17)$$

em que:

- L_h : Perdas técnicas para a hora h do dia d simulado [kW];
- L_d : Perdas técnicas do dia d simulado [kW];
- L_S : Perdas técnicas para o sorteio de posicionamento S [kW];
- L_{pen} : Perdas técnicas para o nível de penetração pen [kW].

A variação nos valores das perdas técnicas resultante do aumento de penetração de RED (ΔL_S) para um sorteio de posicionamento (S) é obtida com base em (3.18).

$$\Delta L_S = L_S - L_0 \quad (3.18)$$

- ΔL_S : Variação das perdas técnicas devido à presença das tecnologias em avaliação para o sorteio de posicionamento S [kWh];
- L_0 : Valor médio das perdas técnicas do alimentador sem RED (penetração igual a zero) [kWh].

O impacto técnico resultante do aumento de penetração de tecnologias relacionadas às perdas técnicas (L_{pen}) é, portanto, caracterizado pela sua variação em relação ao cenário base (L_0), como exposto em (3.19).

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

- ΔL_{pen} : Variação das perdas técnicas devido à presença das tecnologias em avaliação para o cenário de penetração pen [kWh];
- L_0 : Valor médio das perdas técnicas do alimentador sem RED (penetração igual a zero) [kWh].

3.3.4 Violações dos Níveis de Tensão

Neste trabalho são analisados alimentadores atendidos em tensão nominal em BT e em MT. Dessa forma, para a análise da transgressão dos valores de tensão em regime permanente, são adotados os limites definidos pela a ANEEL.

A seção 2.6.3 expõe a forma de cálculo praticada pela ANEEL para a determinação dos indicadores de transgressão dos níveis de tensão por meio de parâmetros de duração resultantes de um total de medições realizadas durante um período estabelecido. Entretanto, as variáveis definidas neste trabalho para a representação da violação dos níveis de tensão (V_h , V_d e V_S), correspondem

à quantidade relativa de violações dos limites de tensão, ao invés de duração equivalente como praticado pela ANEEL. Todavia, é possível afirmar que a duração média de transgressões de níveis de tensões é proporcional à quantidade relativa de violações dos limites adequados para um período avaliado. Isto é, quanto maior for o tempo médio em que as tensões aferidas estiverem com seus valores fora dos limites estabelecidos, maior será o número de violações observadas ao longo desse intervalo. Vale destacar ainda que, esta metodologia engloba a aferição dos níveis de tensão de maneira global, contemplando os barramentos de conexão de todas UCs do alimentador e ao longo de todo período de análise.

Portanto, para o cálculo da quantidade relativa de tensões fora dos limites adequados, identifica-se inicialmente a quantidade total de fases de cada barramento do alimentador que se encontram com seus valores de magnitudes de tensão fora da faixa adequada de fornecimento, veja equações (3.20), (3.21) e (3.22). Em seguida, a quantidade relativa de violações de tensão em um dia é determinada conforme (3.23). As equações (3.24) e (3.25) exibem a forma de cálculo da quantidade relativa média de violações dos níveis de tensão para cada sorteio de posicionamento S e para cada cenário de penetração, respectivamente.

$$V_{i,\phi} = \begin{cases} 1, & \text{tensão fora da faixa adequada de fornecimento da UC } i \text{ fase } \phi \\ 0, & \text{tensão dentro da faixa adequada de fornecimento da UC } i \text{ fase } \phi \end{cases} \quad (3.20)$$

$$N_{\phi} = \sum_{i=1}^{N_{UCs}} \Phi_i \quad (3.21)$$

$$V_h = \frac{100}{N_{\phi}} \sum_{i=1}^{N_{UCs}} \sum_{\phi} \Phi_i V_{i,\phi} \quad (3.22)$$

$$V_d = \frac{1}{N_h} \sum_{h=1}^{N_h} V_h \quad (3.23)$$

$$V_S = \frac{1}{N_d} \sum_{d=1}^{N_d} V_d \quad (3.24)$$

$$V_{pen} = \frac{1}{N_S} \sum_{S=1}^{N_S} V_S \quad (3.25)$$

em que:

- $V_{i,\phi}$. Variável que sinaliza a violação de tensão em regime permanente da fase ϕ do barramento de conexão da UC i ;

- V_h : Quantidade relativa de violações dos limites de tensão de fornecimento do alimentador para a hora h do dia d simulado [%];
- V_d : Quantidade relativa média de violações dos limites de tensão de fornecimento do alimentador no dia d simulado [%];
- V_S : Quantidade relativa média de violações dos limites de tensão de fornecimento do alimentador para um sorteio de posicionamento S [%];
- V_{pen} : Quantidade relativa média de violações dos limites de tensão de fornecimento do alimentador para um cenário de penetração [%];
- Φ_i : Quantidade de fases existentes do barramento de conexão de uma UC i ;
- N_{UC_s} : Quantidade de unidades consumidoras presentes no alimentador analisado;
- N_ϕ : Quantidade de fases existentes considerando todos barramentos de conexão das UCs presentes no alimentador analisado.

O cálculo da variação da taxa de violação dos níveis de tensão para cada sorteio de posicionamento (S) é exposto em (3.26).

$$\Delta V_S = V_S - V_0 \quad (3.26)$$

- ΔV_S : Variação do valor percentual de violações dos níveis de tensão relacionada aos impactos técnicos resultante do aumento RED para o sorteio de posicionamento S [p.p.];
- V_0 : Valor relativo médio de violações dos limites de tensão de fornecimento do alimentador fora da faixa adequada para caso base (nível de penetração zero) [%].

Com base nos valores de (V_{pen}), a variação da taxa de violação dos níveis de tensão para cada nível de penetração de RED em relação ao caso base sem tecnologias é apresentado em (3.27).

$$\Delta V_{pen} = V_{pen} - V_0 \quad (3.27)$$

- ΔV_{pen} : Variação do valor percentual de violações dos níveis de tensão relacionada aos impactos técnicos resultante do aumento RED para o nível de penetração pen [p.p.];
- V_0 : Valor relativo médio de violações dos limites de tensão de fornecimento do alimentador fora da faixa adequada para caso base (nível de penetração zero) [%].

3.3.5 Método de Monte Carlo

O método de Monte Carlo foi adotado neste trabalho como parte da estrutura principal da metodologia proposta com o propósito de garantir que o efeito da sazonalidade de cada dia do

ano analisado em conjunto com a aleatoriedade existente na disposição dos RED entre as UCs para cada cenário de penetração retorne resultados representativos.

Neste estudo, a quantidade de simulações executadas para a avaliação de um nível de penetração é determinada por meio de um critério estatístico de parada. O critério empregado para esse procedimento é o designado Coeficiente de Variação (CV), definido conforme (3.28).

$$CV = \frac{\sigma_x}{\bar{x} \times \sqrt{n}} \times 100 \quad (3.28)$$

em que:

- σ_x : Desvio padrão da variável x ;
- \bar{x} : Média da variável x ;
- n : o número de simulações realizadas para obtenção de x (quantidade de valores x obtidos);

Este método garante que a variação do erro do parâmetro de saída (x) obtido em todas as n simulações atenda a um limite (ϵ) estabelecido ($CV \leq \epsilon$).

Dessa maneira, para cada cenário de penetração, a quantidade de sorteios de posicionamentos de RED (N_S) é definida por meio do critério de parada de CV. Da mesma forma, a quantidade de dias simulados (N_d) em um único posicionamento também é definida da mesma maneira.

Deste modo, a cada nova iteração, o CV geral de sorteios (CV_S) é recalculado para cada grandeza técnica em estudo (D_S , L_S e V_S), conforme a equação (3.28). Neste caso, x denota uma das três variáveis técnicas ($x \in [D_S, L_S \text{ e } V_S]$). O CV resultante dos sorteios de posicionamento de RED é determinado pelo maior dos três coeficientes, conforme exposto em (3.29). A iteração encerra para (N_S) sorteios simulados assim que o CV geral atinge um limite pré estabelecido. Adicionalmente, cabe mencionar que esta metodologia estabelece um mínimo de 30 sorteios para que o critério de parada baseado no CV passe a valer. Caso o coeficiente não atinja o valor limite, a iteração é finalizada ao se atingir um limite superior de 50 sorteios.

$$CV_S = \max [CV_{D_S}, CV_{L_S}, CV_{V_S}] \quad (3.29)$$

Analogamente, o limite de sorteios de dias (N_d) simulados para cada cenário de penetração é estabelecido com base no CV geral de dias (CV_d). Novamente, a equação (3.28) exibe o procedimento de cálculo do CV. Neste caso, a variável x corresponde a cada uma das grandezas técnicas ($x \in [D_d, L_d \text{ e } V_d]$). O CV resultante dos dias simulados é determinado pelo maior dos três coeficientes, conforme exposto em (3.30). O número máximo de dias simulados é denotado por N_d , uma vez que o CV geral de sorteios (CV_d) atinge um limite pré estabelecido. Similarmente, determina-se o mínimo de 30 dias para utilização deste critério de parada. Caso o CV não atinja seu valor limite, a iteração termina ao se simular todos os dias do ano.

$$CV_d = \max [CV_{D_d}, CV_{L_d}, CV_{V_d}] \quad (3.30)$$

A próxima seção descreve o algoritmo empregado na obtenção das grandezas de impactos técnicos.

3.3.6 Algoritmo para o Cálculo dos Impactos Técnicos

A Figura 3.2 exibe o fluxograma do algoritmo utilizado no processo de identificação dos impactos técnicos em alimentadores de distribuição decorrentes da integração de RED. Em seguida, suas etapas são enumeradas.

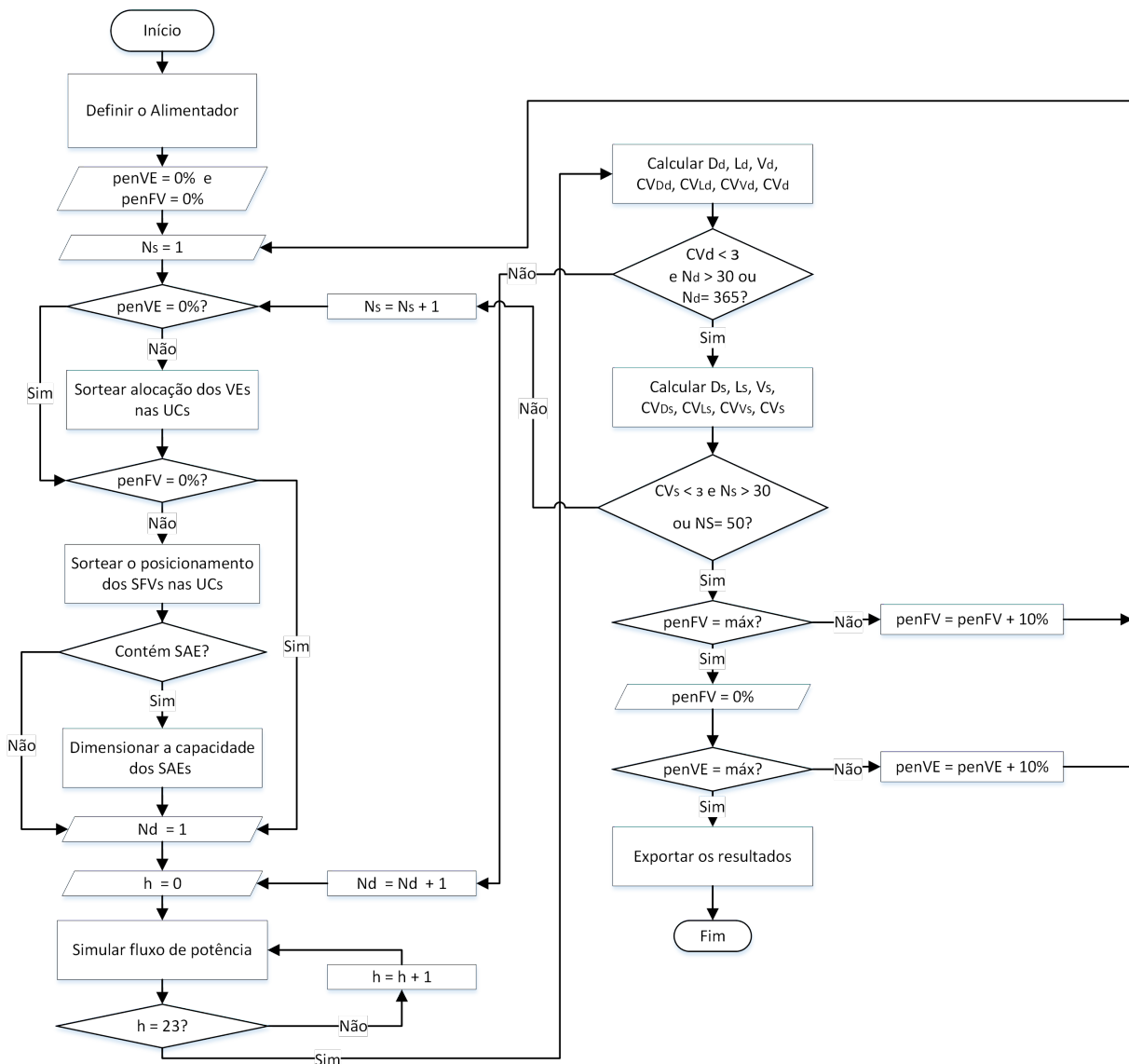


Figura 3.2: Fluxograma da metodologia de análise de impactos técnicos.

1. Selecionar o alimentador a ser analisado;

2. Iniciar o caso base (nível zero de penetração);
3. Inicializar o contador de sorteios ($N_S = 1$);
4. Sortear alocação de VE, se $pen_{VE} \neq 0\%$;
5. Sortear o posicionamento de SFV, se $pen_{FV} \neq 0\%$;
6. Dimensionar a capacidade de armazenamento das baterias, caso as UCs selecionadas a hospedar SFVs contenham também SAEs;
7. Sortear um dia (d) do ano a ser simulado e iniciar contador de dias (N_d);
8. Definir a primeira hora do dia ($h = 0$) a ser simulado;
9. Rodar o fluxo de potência;
10. Se todas horas do dia forem simuladas, executar passo seguinte. Caso contrário, incrementar a hora e retornar ao passo 9;
11. Calcular os valores médios de demanda de pico, perdas técnicas, violações de tensão e seus respectivos CVs de dias;
12. Se o maior dos CVs for menor ou igual a ϵ por, no mínimo, 30 dias aleatórios e sem repetição, **ou** todos os dias do ano foram simulados, executar o passo 13. Caso contrário, incrementar o contador de dias N_d e retornar ao passo 7;
13. Calcular os valores médios de demanda de pico, perdas técnicas, violações de tensão e seus respectivos CVs de sorteios de posicionamento;
14. Se o maior dos CVs for menor ou igual a ϵ por, no mínimo, 30 sorteios de posicionamento, **ou** alcançar 50 sorteios, executar o passo 15. Caso contrário, incrementar o contador de sorteios N_S e retornar ao passo 4;
15. Se o nível de penetração de SFV atingir o máximo definido no passo 2, executar o passo 16. Caso contrário, incrementar o nível de penetração e retornar ao passo 3;
16. Redefinir o atual nível de penetração de SFV para 0%;
17. Se o nível de penetração de VE tiver alcançado seu valor máximo, executar o passo 18. Caso contrário, incrementar o nível de penetração e retornar ao passo 3;
18. Exportar os resultados em uma planilha Microsoft Excel.

A próxima seção discorre sobre a metodologia empregada para a determinação dos impactos financeiros.

3.4 METODOLOGIA DE CÁLCULO DOS IMPACTOS FINANCEIROS

Com o intuito de se identificar o cenário de inserção de RED que acarreta no menor gasto para empresas de distribuição, efetua-se a valoração dos impactos técnicos originados pelos diferentes níveis de penetração das tecnologias em avaliação. A conversão das grandezas técnicas em uma mesma unidade de medida permite que a comparação dos diferentes casos seja realizada com base em uma única variável. Esta seção, portanto, descreve o método utilizado para a monetização dos impactos técnicos.

3.4.1 Demanda de Pico

Para aumentar a demanda de pico de um alimentador de distribuição, é necessário investir na expansão da capacidade da rede elétrica. Essa expansão engloba custos de investimento na inclusão e/ou reposição de equipamentos existentes. O Custo Marginal de Expansão (CME) do segmento de distribuição é empregado neste trabalho para a valoração do impacto na demanda de pico dos alimentadores de distribuição (STECANELLA, 2020). A equação (3.31) exhibe a fórmula de cálculo do impacto financeiro decorrente da variação da demanda de pico do alimentador (MD_{pen}).

$$MD_{pen} = -\Delta\tilde{D}_{pen} \times CME \text{ [R\$]} \quad (3.31)$$

em que:

- MD_{pen} : Monetização da variação da demanda de pico do alimentador [R\$];
- $\Delta\tilde{D}_{pen}$: Variação na demanda de pico do alimentador para o cenário de penetração (pen) obtida por meio da função distribuição de frequência relativa da variável (ΔD_S) [kW];
- CME : Custo Marginal de Expansão [R\$/kW].

O valor presente dos custos referentes aos impactos provocados na demanda de pico é calculado para um ano. Cabe mencionar que a antecipação de investimentos necessária para cobrir o aumento de demanda de pico não ocorre repetidamente para uma mesma solicitação de acesso. Uma vez investido na expansão do sistema para o atendimento de uma nova demanda de pico, não se faz necessário outro investimento em expansão. Portanto, o cálculo do valor presente (VP_D^{pen}) associado ao impacto financeiro causado pela variação na demanda de pico (MD_{pen}) é indicado por (3.32). O Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC), que representa o indicador da taxa de remuneração de investimentos sobre o capital investido. Ele é amplamente utilizado em análises de investimentos do setor elétrico. A ANEEL define o CMPC e o utiliza no processo de revisão tarifária de empresas de distribuição, transmissoras e geradoras de energia elétrica. Este custo vem sendo atualizado e divulgado anualmente (STECANELLA, 2020).

$$VP_D^{pen} = \frac{MD_{pen}}{1 + CMPC} [R\$] \quad (3.32)$$

em que:

- VP_D^{pen} : Valor presente associado ao impacto financeiro decorrente da variação da demanda de pico do alimentador [R\$];
- $CMPC$: Custo Médio Ponderado de Capital do segmento de distribuição [decimal].

3.4.2 Perdas Técnicas

Os valores de perdas técnicas obtidos por meio da metodologia de identificação de impactos técnicos correspondem à média das perdas acumuladas em um dia simulado. O custo de mix de Compra de Energia (CE) da distribuidora é empregado na conversão desse parâmetro técnico em uma unidade monetária. A redução de perdas técnicas em um alimentador de distribuição caracteriza-se como uma melhoria na eficiência no serviço de entrega de energia e consequentemente uma economia na despesa na parcela de energia repassada aos consumidores.

Deste modo, visando-se valorar os parâmetros de perdas técnicas em sistemas de distribuição, este trabalho faz uso do custo do CE da empresa de distribuição em estudo, expresso em [R\$/MWh]. A equação (3.33) indica a fórmula de cálculo da variação no custo de compra de energia relativo à variação de perdas técnicas (ML_{pen}) dos alimentadores analisados em um ano. Os valores que constituem o valor médio das perdas técnicas obtidas por meio da sua curva de distribuição de frequência acumulada são indicadas por ($\Delta\tilde{L}_{pen}$).

$$ML_{pen} = \frac{-\Delta\tilde{L}_{pen} \times CE \times 365}{1000} [R\$/ano] \quad (3.33)$$

- ML_{pen} : Monetização da variação nos valores de perdas técnicas do alimentador [R\$];
- $\Delta\tilde{L}_{pen}$: Variação nas perdas técnicas do alimentador para o cenário de penetração (pen) obtida por meio da função distribuição de frequência relativa da variável (ΔL_S) [kWh];
- CE : Custo de mix de compra de energia [R\$/MWh];

O efeito que a instalação das tecnologias em estudo provoca nas perdas técnicas de sistemas de distribuição permanecem durante todo o período em que as tecnologias se fazem presentes. Dispositivos aplicados em SFVs possuem uma vida útil média maior que as baterias utilizadas em VE e SAE. Assim sendo, este estudo adota o período de análise para a monetização do impacto financeiro decorrente das perdas como sendo o maior tempo de vida útil dentre as tecnologias em avaliação. É razoável adotar o período equivalente à tecnologia com a maior vida útil para que possa contemplar o efeito provocado pela integração conjunta dos RED (AFFONSO; KEZUNOVIC, 2019). Desse modo, assume-se que as tecnologias com prazo de vida útil mais curtas, como

VE e SAE, sejam substituídas no decorrer deste período. Para tanto, os valores anuais do CE são projetados para o horizonte de análise. Isto posto, a equação (30) expressa o cálculo do valor presente do custo associado às perdas técnicas (VP_L^{pen}) para o horizonte de tempo definido.

$$VP_L^{pen} = \sum_{t=1}^T \frac{ML_{pen}}{(1 + CMPC)^t} [R\$] \quad (3.34)$$

em que,

- VP_L^{pen} : Valor presente associado ao impacto financeiro decorrente da variação da demanda de pico do alimentador [R\$];
- $CMPC$: Custo Médio Ponderado de Capital do segmento de distribuição [*decimal*];
- T : Período de análise [*anos*].

3.4.3 Violações de Níveis de Tensão

A estimação do gasto em melhorias de equipamentos e componentes da rede para se garantir a manutenção do suprimento de unidades consumidoras dentro dos níveis de tensão adequados requer a avaliação específica dos custos de materiais necessários para o aprimoramento do sistema, e ainda, dos custos requeridos de prestação de serviço de melhoria. Entretanto, assume-se que esses custos sejam contemplados na monetização da demanda de pico do sistema por meio do CME.

No entanto, além dos custos de manutenção no sistema, também é exigido que a distribuidora compense financeiramente os consumidores atendidos por níveis de tensão fora dos limites regulatórios estabelecidos. A ANEEL é responsável por estipular os valores de compensação financeira com base em indicadores de conformidade de níveis de tensão em regime permanente, DRP e DRC.

Este trabalho busca definir o valor total equivalente de compensação financeira a ser pago pela distribuidora. Como definido na seção 2.5.3, este trabalho enquadra violações de níveis de tensão para qualquer valor observado fora da faixa de níveis adequados. Além disso, este estudo abrange a integração de tecnologias para consumidores atendidos em BT e em MT. Tendo isso em vista, o cálculo da compensação deve levar em consideração o consumo total (E_A) das UCs atendidas nesses mesmos níveis de fornecimento expresso em [*kWh*].

Com base nos aspectos supramencionados, a valoração dos impactos das violações de níveis de tensões em regime permanente (MV_{pen}) é definido conforme (3.35).

$$MV_{pen} = \frac{-\Delta\tilde{V}_{pen} \times 3 \times \text{TUSD} \times E_A}{100} [R\$/ano] \quad (3.35)$$

em que:

- MV_{pen} : Monetização da taxa de violação dos níveis adequados de fornecimento de tensão do alimentador [$R\$$];
- $\Delta\tilde{V}_{pen}$: Variação da taxa de violação dos níveis adequados de fornecimento de tensão do alimentador para o cenário de penetração (pen) obtida por meio da função distribuição de frequência relativa da variável (ΔV_S) [%];
- E_A : Consumo médio de energia elétrica anual de todas UCs do alimentador em análise [kWh];
- $TUSD$: Tarifa de uso do sistema de distribuição [$R\$/kWh$].

Assume-se que a distribuidora realizará os serviços de melhorias na rede dentro de um período em que a despesa com compensações financeiras para os consumidores seja minimizada. Caso contrário, a concessionária terá de despender anualmente pagamentos aos consumidores pela compensação de transgressões de níveis de tensões e ainda compensações por aparelhos danificados por fornecimento de energia fora dos níveis adequados. Sendo assim, estabelece-se que os impactos acarretados por violações nos níveis de tensão ocorrem apenas no primeiro ano após inserção de tecnologias. Assim sendo, o valor presente que corresponde aos custos ocasionados por violação dos níveis de tensão é definido por (3.36).

$$VP_V^{pen} = \frac{MV_{pen}}{1 + CMPC} [R\$] \quad (3.36)$$

em que:

- VP_V^{pen} : Valor presente associado ao impacto financeiro decorrente da taxa de violação dos níveis adequados de fornecimento de tensão do alimentador [$R\$$];
- $CMPC$: Custo Médio Ponderado de Capital [*decimal*].

3.4.4 Impacto Financeiro Total

De posse dos valores presentes relacionados aos impactos financeiros acarretados pela inserção de VE, SFV e SAE na demanda de pico, nas perdas técnicas e nos níveis de tensão, o valor presente total (VP_{total}) é calculado conforme (3.37). Esse parâmetro caracteriza o custo total que a distribuidora irá despender, em termos de valor presente, em consequência dos referidos impactos técnicos.

$$VP_{total}^{pen} = VP_D^{pen} + VP_L^{pen} + VP_V^{pen} \quad (3.37)$$

3.4.5 Algoritmo para o Cálculo dos Impactos Financeiros

A Figura 3.3 exibe o fluxograma do algoritmo de obtenção dos impactos financeiros. Adicionalmente, a descrição das etapas realizadas no algoritmo é apresentada a seguir passo a passo.

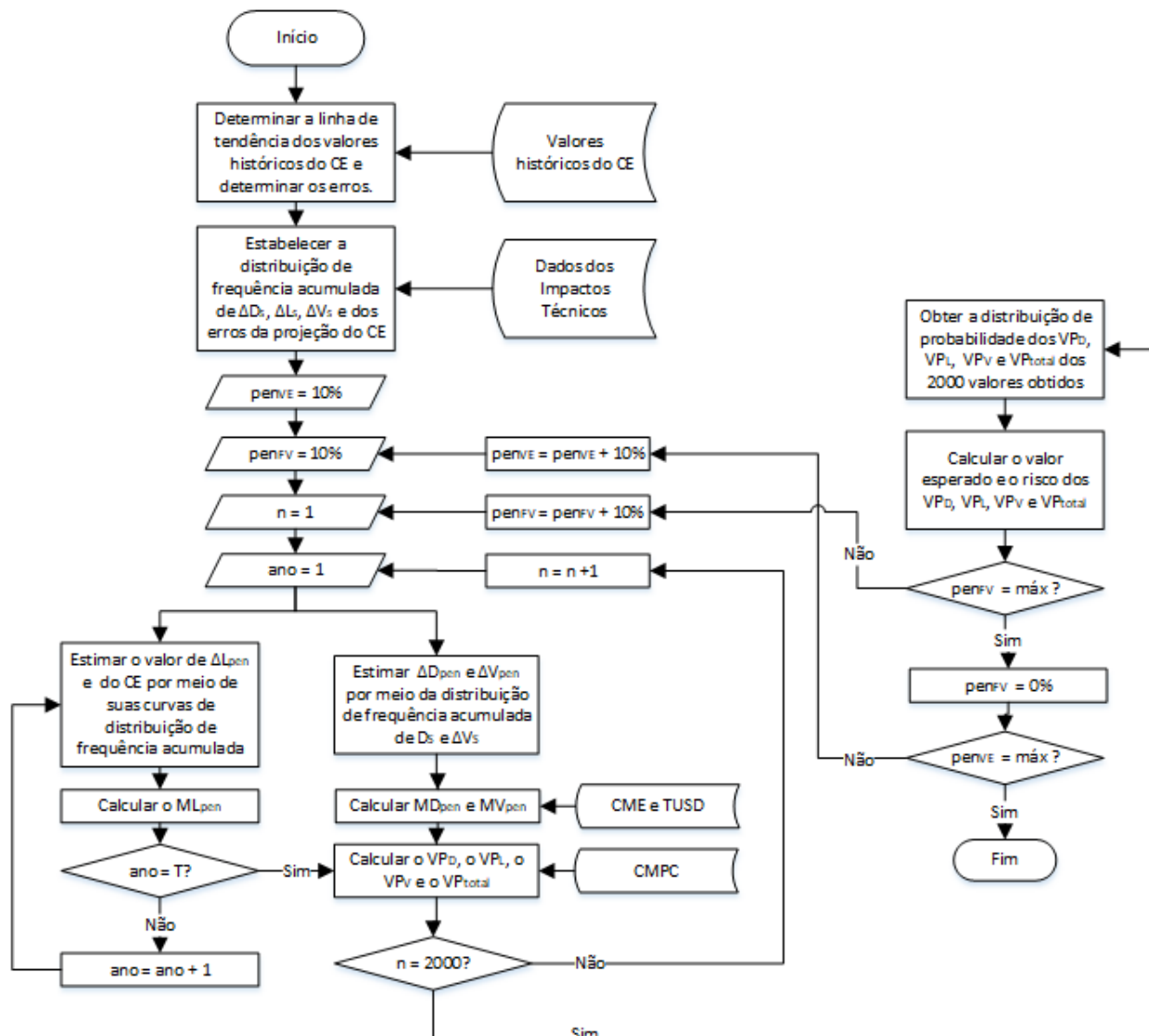


Figura 3.3: Fluxograma do algoritmo de análise de impactos técnicos.

1. Determinar a linha de tendência de crescimento do CE com base nos seus valores históricos. Em seguida, calcular o erro (em porcentagem) entre os valores históricos do CE e os determinados por meio da equação da reta que representa a linha de tendência de crescimento do CE. Por fim, encontrar os valores futuros do CE com base na linha de tendência (Método de Sturges);
2. Estabelecer a distribuição de frequência acumulada dos valores de ΔD_S , ΔL_S , ΔV_S e dos erros da CE;
3. Definir o nível de penetração de VE ($pen_{VE} = 10\%$);

4. Definir o nível de penetração de SFV, ou SFV e SAE ($pen_{FV} = 10\%$);
5. Inicializar o contador de simulações ($n = 1$);
6. Iniciar o contador de anos ($ano = 1$);
7. Estimar um valor de $\Delta\tilde{D}_{pen}$ e de $\Delta\tilde{V}_{pen}$ por meio das curvas de distribuição acumulada ΔD_S e ΔV_S , respectivamente;
8. Calcular a monetização dos impactos técnicos da demanda de pico do alimentador (MD_{pen}) e de tensão (MV_{pen});
9. Calcular o valor do CE, somando o CE futuro (passo 1) e um erro selecionado aleatoriamente na distribuição de frequência acumulada (passo 2). Estimar um valor aleatório de $\Delta\tilde{L}_{pen}$ da sua curva de distribuição de frequência acumulada de ΔL_S ;
10. Calcular o custo associado às perdas técnicas (ML_{pen}), no ano e nos níveis de penetração pen_{VE} e pen_{FV} ;
11. Se o $ano = T$, executar o passo 13. Senão, executar o passo 12;
12. Incrementar um ano ($ano = ano + 1$) e retornar ao passo 9;
13. Calcular o valor presente da monetização das tensões fora dos limites estabelecidos como adequados da demanda de pico (VP_D), das perdas técnicas (VP_L), dos níveis de tensão (VP_V), e total do alimentador (VP_{total});
14. Se o número de simulações for igual a 2000 ($n = 2000$), executar o passo 16. Senão, executar o passo 15;
15. Incrementar o número de simulação ($n = n + 1$) e retornar ao passo 6;
16. Obter a distribuição de probabilidade do valor presente da monetização total dos impactos técnicos (VP_{total});
17. Calcular o valor esperado do valor presente $E[VP]$, e o desvio padrão $\sigma[VP]$, da monetização dos níveis de tensão, perdas técnicas, demanda de pico e total, conforme (3.38), (3.39) e (3.40);
18. Se o nível de penetração de SFV atingir seu valor máximo, executar o passo 20. Caso contrário, executar a etapa 19.
19. Incrementar o nível de penetração de SFV ($pen_{FV} = pen_{FV} + 10\%$) e retornar ao passo 5;
20. Se o nível de penetração de VE atingir seu valor máximo, executar o passo 22. Caso contrário, executar a etapa 21.
21. Incrementar o nível de penetração de SFV ($pen_{VE} = pen_{VE} + 10\%$) e retornar ao passo 4;
22. Encerrar as simulações.

$$E[VP] = \sum_{j=1}^{\infty} VP_j \times p(VP_j) \quad (3.38)$$

$$\sigma[VP] = \sqrt{\text{Var}(VP)} \quad (3.39)$$

$$\text{Var}(VP) = E[VP^2] - [E[VP]]^2 \quad (3.40)$$

3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo expôs a metodologia de identificação dos impactos técnicos e financeiros causados pela integração RED em sistemas de distribuição para diferentes níveis de penetração. A primeira seção abordou em alto nível o panorama geral da metodologia proposta e exibiu os casos considerados neste estudo.

Em seguida, apresentou-se as grandezas técnicas de demanda, perdas e tensão avaliadas neste trabalho e explicitou-se o processo de obtenção dessas variáveis mediante o método estocástico de Monte Carlo vinculado às análises de fluxo de potência.

Por último, foi exposto o procedimento de valoração dos impactos técnicos. Valores de custos referentes a cada uma das grandezas técnicas foram elencados e aplicados no processo de monetização. Os parâmetros monetários foram corrigidos para o valor presente possibilitando a análise financeira conforme a perspectiva da distribuidora.

Tal metodologia foi desenvolvida com base em Stecanella (2020) e Souza (2020). O método foi adaptado a fim de satisfazer a integração conjunta e em separado de VE, SFV e SAE. O processo de identificação de impactos proposto requer dados de entrada específicos. Esses dados consistem em parâmetros técnicos da rede e dados de consumo do alimentador em análise. Além disso, devido à integração de RED nos sistemas de distribuição, se faz necessário a utilização de dados meteorológicos e de ciclos de condução de veículos referentes à região onde se encontra o alimentador. Mais do que isso, a metodologia requer uma plataforma de simulação de fluxo de potência robusta a fim de gerar resultados que levem em consideração o desequilíbrio da rede, a variabilidade locacional e temporal de carga e geração, e ainda, que disponha de modelos precisos para a representação de RED.

No próximo capítulo são apresentados os materiais empregados no estudo dos casos investigados por meio da metodologia proposta.

4 MATERIAIS

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este capítulo apresenta os dados e os materiais empregados neste estudo. Desse modo, a seção 4.2 exibe a base de dados com as informações de consumo das UCs dos alimentadores empregados neste estudo e os parâmetros de rede utilizados nas análises de fluxo de potência. Na sequência, as seções 4.3 e 4.4 apresentam os valores adotados para a modelagem dos RED. Na seção 4.5, são expostos os dados meteorológicos aplicados na modelagem de SFVs. Na seção 4.6 são elencados os parâmetros necessários para se determinar os impactos financeiros. Em seguida, a seção 4.7 apresenta as ferramentas computacionais utilizadas neste trabalho. Por fim, a seção 4.8 expõe os principais aspectos destacados neste capítulo.

4.2 BASE DE DADOS DOS ALIMENTADORES

A análise de impactos técnicos e financeiros foi realizada em um alimentador de uma subestação localizada na região administrativa do Lago Sul, do Distrito Federal (DF). O Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) dessa região corresponde a 0,955. Para efeito de curiosidade, o IDH do Lago Sul é superior ao índice da Suíça, avaliado em 0,930 para o mesmo período. É oportuno ressaltar que, o IDH para toda a região do DF foi de 0,824 (IBGE, 2013). A região administrativa avaliada foi selecionada por representar uma potencial área de inovação tecnológica devido ao seu elevado indicador de renda e aquisição. O alimentador real de MT e BT utilizado neste estudo faz parte do sistema da distribuidora de energia elétrica que atende ao DF. Esse alimentador é suprido por uma subestação de AT/MT, denominada subestação de nº 10. A Figura 4.1 apresenta o percurso dos alimentadores compreendidos por essa subestação.

Os aspectos técnicos do alimentador encontram-se listados na Tabela 4.1. Essa tabela exibe a quantidade de UCs, a parcela de unidades residenciais e comerciais, e o valor de demanda de pico sem integração de RED. As parcelas remanescentes das UCs compreendem classes de poder público, industrial e rural. Por outro lado, a quantidade de barramentos, linhas e transformadores são expostas a fim de se destacar a dimensão do sistema, tanto em termos de quantidade de ativos, como em termos de consumo de energia elétrica.

Tabela 4.1: Dados do alimentador de distribuição da subestação número 10 do Lago Sul, DF.

Alimentador	Número de UCs	Parcela Residencial [%]	Parcela Comercial [%]	Demanda de Pico [kW]	Barras	Segmentos BT e MT	Trafos MT/BT
1003	920	91	6	3306,9	2616	956	69



Figura 4.1: Alimentadores de distribuição da subestação número 10 do Lago Sul, DF.

A base de dados empregada neste trabalho foi fornecida pela ANEEL por meio da requisição com base na lei da transparência, conhecida também como Lei de Acesso a Informação (Lei nº 12.527/11). Essa base contém informações geradas pelas EDE a cada processo de revisão tarifária. Tratam-se de dados reais dos sistemas de distribuição do território brasileiro. Essa base de dados dispõe das informações dos parâmetros da rede elétrica, a saber: de transformadores, dos geradores, das chaves, dos reguladores de tensão, de níveis de tensão, de consumo de todas as UCs e as estratificações das classes de consumo (residencial, comercial, industrial, rural e poder público), além da seção, comprimento e material dos condutores, características de ramais de alimentação e tipos de medidores. A ANEEL utiliza as informações contidas nessas bases de dados para avaliar as perdas regulatórias de energia elétrica das EDE.

Os dados de consumo desses alimentadores são obtidos por meio dos valores de energia faturada pela EDE de suas UCs. Além disso, a base de dados contempla diferentes padrões de consumo representados por 10 tipologias de curvas de perfis de carga atribuídas a uma mesma classe consumidora. A Figura 4.2 expõe os perfis de carga médios para as classes residencial, comercial e industrial.

De posse da demanda de pico de cada UC e de seus perfis de consumo, é possível determinar as suas respectivas curvas de carga. Essas curvas de carga são aplicadas na etapa de análise de fluxo de potência presente na metodologia proposta. Portanto, o modelo trifásico empregado no fluxo de carga inclui a modelagem elétrica completa do sistema de distribuição, contemplando transformadores da subestação, segmentos de MT e de BT, transformadores de distribuição (MT/BT), ramais de conexão, chaveamento e cargas das UCs. Vale destacar que as cargas de UCs são modeladas como 50% potência constante e 50% impedância constante (ANEEL, 2018).

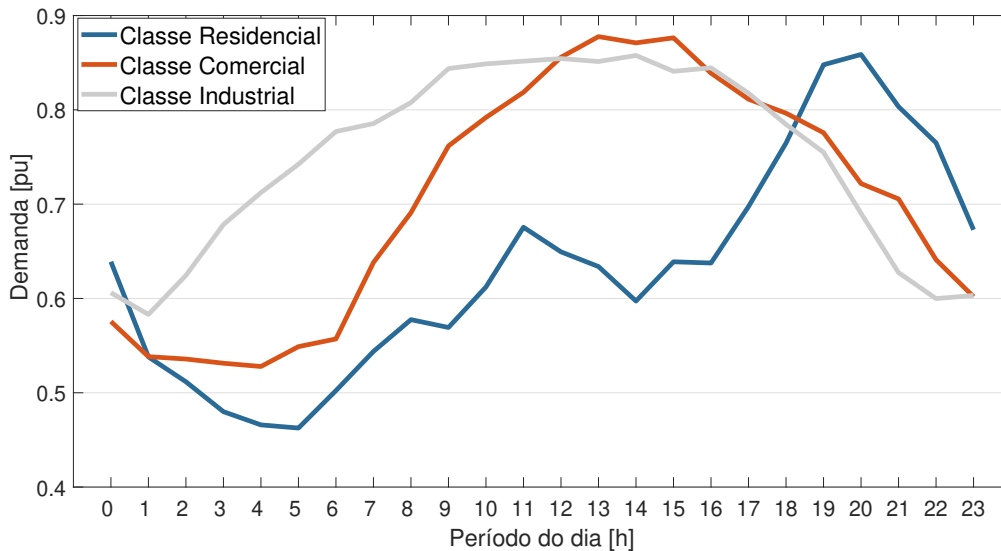


Figura 4.2: Perfis de carga por classe de consumo.

4.3 DADOS EMPREGADOS NA MODELAGEM DE VE

Os consumidores que possuirão VE são selecionados de maneira aleatória. O número de unidades consumidoras responsáveis por hospedar VE é definido de acordo com o nível de penetração exposto na subseção 3.3.1. A taxa de carregamento de energia caracteriza-se como um importante parâmetro da análise de hospedagem de VE (SOUZA, 2020).

Carregadores residenciais não requerem uma potência de recarga elevada. Já para a classe comercial, é interessante a instalação de carregadores mais rápidos para permitir que os proprietários dos veículos tenham um maior aproveitamento no processo de recarga durante o período de estadia no estabelecimento comercial (LEE; CLARK, 2018).

A Tabela 4.2 apresenta as especificações dos carregadores de VE atribuídos às diferentes classes de UCs.

Tabela 4.2: Potência de recarga de VE empregue na metodologia de identificação de impactos técnicos.

Modo de Recarga	Classe da UC	Potência de Recarga [kW]
2	residencial (monofásica ou bifásica)	3,6
2	comercial (monofásica ou bifásica)	3,6
2	residencial (trifásica)	9,6
3	comercial (BT)	14,5
3	comercial (MT)	22,0

De acordo com CEB (2014), a carga total instalada de uma UC atendida em fornecimento

monofásico não deve exceder 11 kW. Do mesmo modo, uma unidade com atendimento bifásico se limita a uma carga máxima de até 22 kW, enquanto que UCs trifásicas em BT são limitadas a uma demanda de 66 kVA ou 75 kW. Portanto, os valores apresentados na Tabela 4.2 correspondem à taxa de recarga dos EVSE assumindo que sua potência não ultrapasse mais de 33% do limite de fornecimento da respectiva UC, e que ainda, sejam capazes de representar valores de potência de dispositivos de recarga disponíveis no mercado. Nesse sentido, este estudo assumiu também que unidades comerciais de pequeno porte não constituiriam estações de recarga de VE. Desse modo, restringiu-se a alocação de VE em UCs comerciais com demanda maior ou igual a 22 kW. Ademais, com o intuito de representar a carga dos EVSE na análise de fluxo de potência, empregou-se o modelo de potência constante.

A Tabela 4.3 exhibe os modelos de VE utilizados neste estudo extraídos da Tabela 2.1. Segundo White (2021), esses modelos se encontram entre os 10 modelos mais vendidos mundialmente até o primeiro semestre de 2021. Para a escolha do modelo de VE que será alocado em cada UC, emprega-se uma função de probabilidade uniforme (CORIA; PENIZZOTTO; ROMERO, 2020). Essa representação visa considerar a diversidade de modelos disponíveis no mercado a fim de contemplar diferentes valores de autonomia e de taxa de recarga. Dessa forma, as especificações técnicas de cada modelo ditam o limite de potência de recarga, e com base na sua energia consumida, é possível determinar tempo de recarga do VE.

Tabela 4.3: Modelos de VEs utilizados neste trabalho.

Modelo	Potência Máxima de Recarga [kW]	Capacidade da Bateria [kWh]	Tempo Mínimo de Recarga Completa [h]
Nissan Leaf	6,6	40	6,1
Chevrolet Bolt	7,2	60	8,3
Volkswagen ID.4	11,0	77	7,0
Tesla Model X 90 Dual	17,2	90	5,2

A Figura 4.3 apresenta os dados de ciclos de condução de veículos pertencentes à região do Lago Sul do DF para três diferentes instantes do dia. Estes dados são utilizados como parâmetros de entrada para se calcular o consumo de um VE, conforme o processo detalhado na subseção 2.2.3. O uso dos valores de ciclos de condução reais para a região onde se encontram os alimentadores em análise assegura a obtenção de valores mais realísticos de consumo de VE.

Para a determinação da curva de demanda referente ao processo de recarga de cada VE, faz-se necessário definir o instante de início desse processo e o tempo para a recarga completa. Em seu trabalho, Souza (2020) adota o horário de 18h como valor médio do momento de chegada dos proprietários de VE em suas residências ao término do último trajeto do dia. Hurlbut et al. (2019) apresentam o pico de demanda para carregamentos residenciais situado entre os horários de 18h e 20h, calculado por meio de uma simulação do NREL de uma distribuidora do Colorado. Dubey e Santoso (2015) empregam a curva de carga para carregamento de VE situada entre o período de 18h às 22h visando-se a identificação do cenário de sobreposição do pico de demanda no

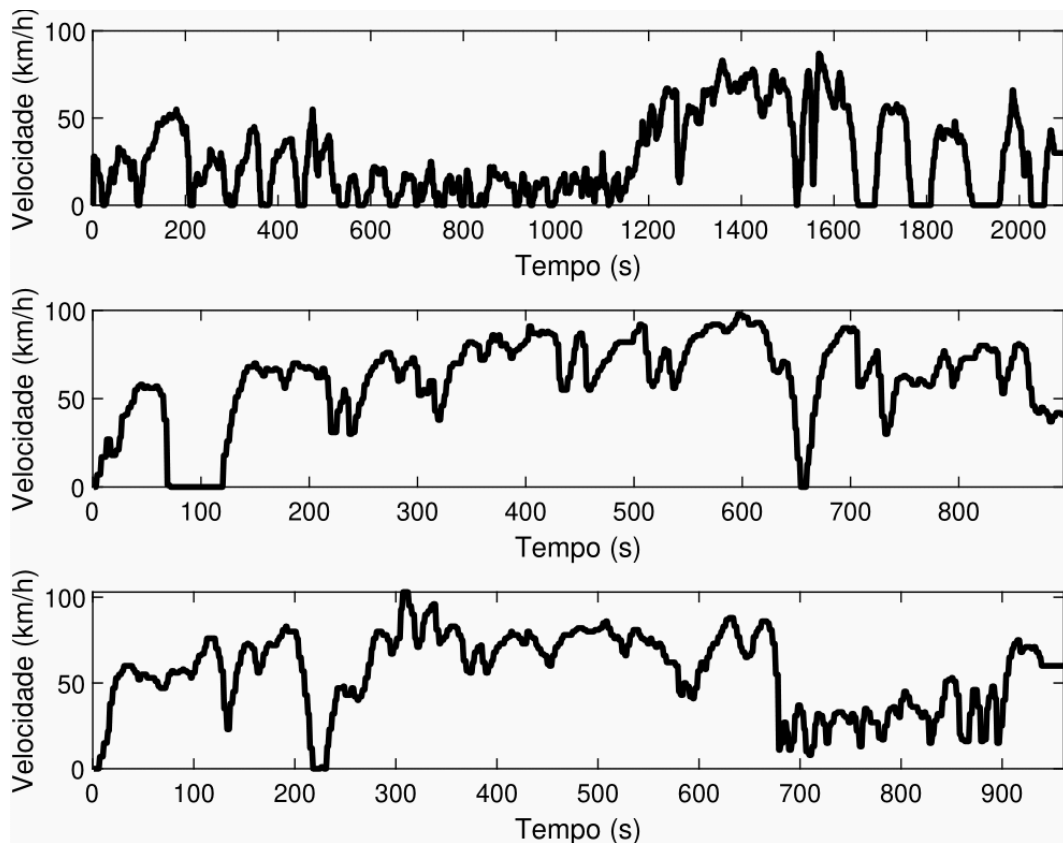


Figura 4.3: Ciclos de condução na região de Brasília (SOUZA, 2020)

sistema causada por VE. Coria, Penizzotto e Romero (2020) adotam o instante típico de chegada de veículos para carregamento como sendo às 19h. Neste trabalho, o horário médio de início de carregamento foi definido para as 19h com desvio padrão de 2 horas. Esses valores foram, portanto, empregados na equação (2.4).

No tocante à classe comercial, Affonso e Kezunovic (2019), em sua análise de carregamento inteligente em um estacionamento de um edifício comercial, empregam uma curva de probabilidade de chegada de VE entre os horários de 10h às 17h. Tal procedimento é empregado na determinação da taxa de chegada de veículos em uma estação de recarga localizada em um estacionamento de um edifício residencial. De forma semelhante, Ni e Lo (2020) em seu estudo de impactos provocados pela penetração em larga escala de VEs, apresetam o instante de maior demanda (15h) em seus resultados de modelagem de demanda de VEs. Considerando-se os aspectos ora mencionados, este trabalho define o valor médio para as 15h com um desvio padrão de 3 horas para a obtenção do instante de início de recarga para a classe comercial, conforme estipulado em (2.4).

A Figura 4.4 exibe as curvas das funções densidade de probabilidade empregadas para a determinação do instante de início do processo de recarga de VE para UCs residenciais e comerciais.

É oportuno ressaltar que existem diversos métodos de planejamento de estações de carregamento e determinação da quantidade de carregadores. Wang et al. (2021) propõem um método

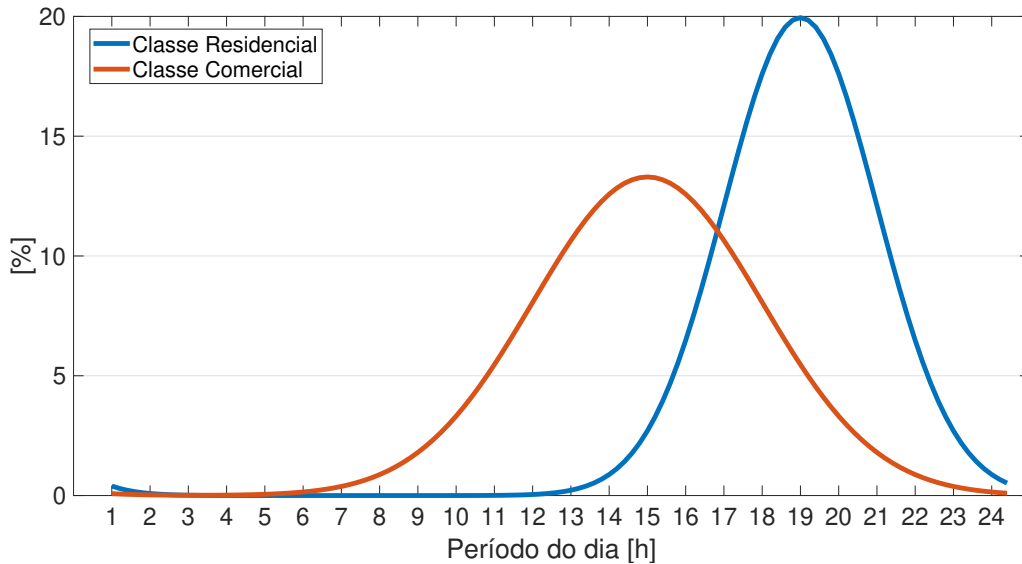


Figura 4.4: Função de densidade de probabilidade do horário de início de recarga.

de planejamento de estações de carregamento com o propósito de minimizar o custo anual destes estabelecimentos. Como resultado do método proposto, os autores apresentam em média 5 pontos de recarga por estação. De acordo com Jia et al. (2014), estabelecimentos comerciais que compreendem estações de recarga de VE apresentam uma taxa de desocupação de VEs de aproximadamente 50%. Em outras palavras, assume-se que do total de pontos de recarga existentes neste estabelecimento, em média, apenas metade se encontram disponíveis para novos veículos. Desse modo, este trabalho adota um limite máximo de 5 VEs ($n_{max} = 5$) para cada UC comercial selecionada. Portanto, para a obtenção da quantidade de VEs alocados em uma UC comercial, utiliza-se a função distribuição expressa em (3.2) considerando-se um valor médio de 2,5, ao se assumir uma taxa de 50% de desocupação da estação de carregamento, conforme proposto por Jia et al. (2014).

4.4 DADOS EMPREGADOS NA MODELAGEM DE SFV E SAE

O inversor representa um componente essencial no que diz respeito aos SFV e SAE. Esse dispositivo é responsável pela conversão em CA da potência CC gerada (SFV) ou armazenada (SAE). A eficiência de um inversor no processo de conversão de corrente varia conforme sua potência de entrada. A Figura 4.5 exibe a curva de eficiência do inversor utilizada na modelagem dos SFV por meio da equação (2.7). Neste estudo, assume-se que esse modelo represente um inversor bidirecional, uma vez que o mesmo modelo também é utilizado para recarga de SAE por meio das equações (2.11) e (2.12) (SILVA; MELGAR-DOMINGUEZ; ROMERO, 2021).

A eficiência dos painéis fotovoltaicos variam de acordo com a operação em torno das suas especificações nominais. Essa eficiência é afetada pelo coeficiente de temperatura do painel foto-

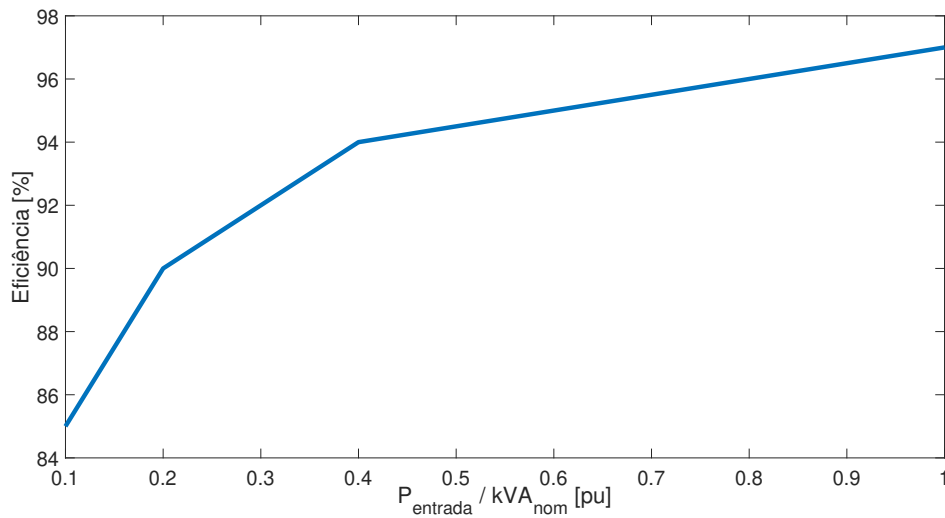


Figura 4.5: Curva de eficiência do inversor utilizada na modelagem de SFV e SAE (RADATZ et al., 2020).

voltaico. A Figura 4.6 apresenta a curva referente à dependência da potência de saída do painel fotovoltaico em função da temperatura desse dispositivo empregue em (2.6).

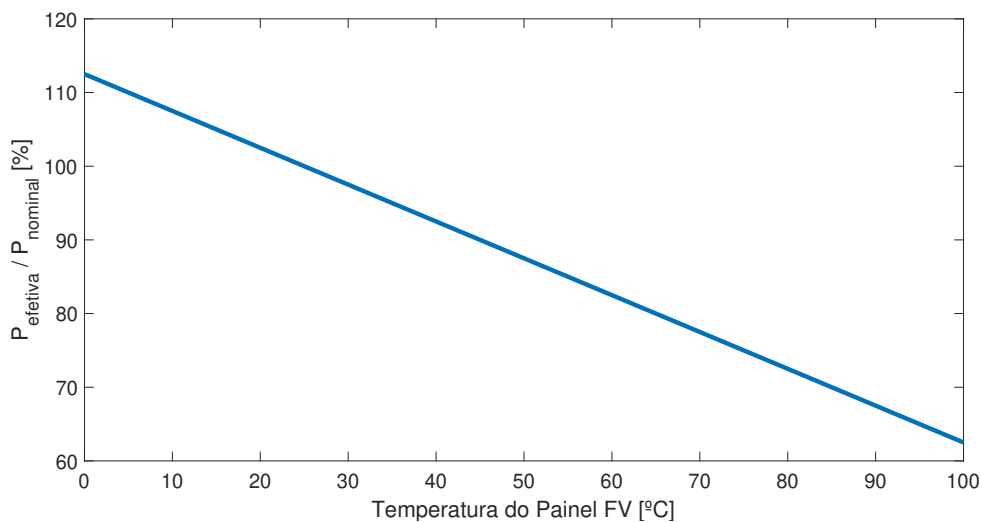


Figura 4.6: Curva de potência efetiva do painel fotovoltaico empregue na modelagem de SFV (HOMERENERGY, 2021).

Dados nominais de taxa de carga e descarga e capacidade de armazenamento para os SAEs foram utilizados com base no modelo de bateria *Tesla Powerwall 2*. As especificações definidas pelo fabricante encontram-se listadas na Tabela 4.4. O fabricante estabelece o limite de associação de no máximo 9 baterias para um mesmo sistema. Sendo assim, a capacidade máxima de armazenamento (\overline{Q}_i) por um SAE exposta em (3.8) é dada por 126 kWh.

Tabela 4.4: Especificações das baterias utilizadas na modelagem de SAE (TESLA, 2019).

Especificações das Baterias <i>Powerwall 2</i>	
Tensão Nominal	120/240 V
Capacidade de Armazenamento	14 kWh
Potência Ativa	5 kW
Fator de Potência	0,98
Associação Máxima	9 baterias

4.5 DADOS METEOROLÓGICOS

As Figuras 4.7, 4.8 e 4.9 apresentam respectivamente as curvas diárias de irradiância, temperatura ambiente e velocidade do vento provenientes do mapa das estações meteorológicas de observação do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), aferidas ao longo do ano de 2020 na região de Brasília, DF. O INMET integra os valores observados minuto a minuto, adquiridos por sensores meteorológicos, e os disponibiliza automaticamente em resolução horária. Nestas figuras, é possível observar para cada uma destas grandezas, as curvas de cada dia do ano, em cinza e, a curva média anual, em preto. As grandezas meteorológicas influenciam na geração de fontes de energia solar (MISHRA, 2020; NEHME, 2020; MUHFIDIN, 2019; JHAR, 2018; NETO, 2017). Portanto, esses dados meteorológicos são empregados na determinação da temperatura do painel fotovoltaico.

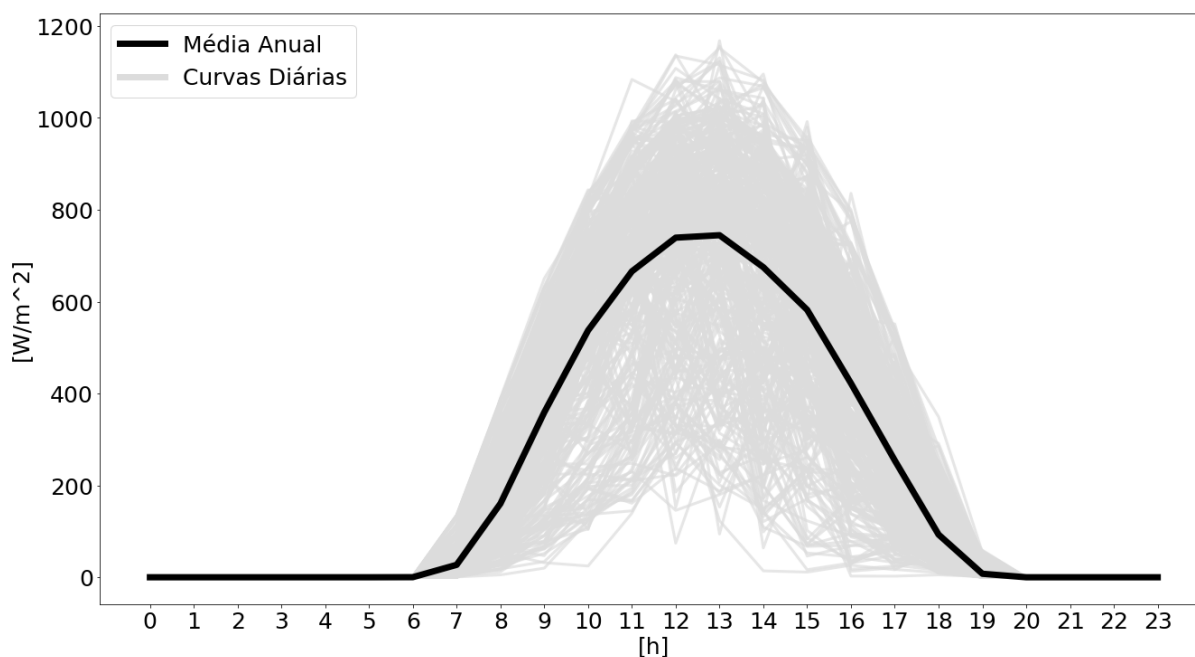


Figura 4.7: Curvas de dados de irradiância aferidos na estação meteorológica de Brasília (INMET, 2020).

Nota-se a variação de irradiância para diferentes dias do ano. Há dias em que o pico de irradiância chega a alcançar aproximadamente 1200 W/m^2 ao meio dia. Por outro lado, há dias com valores de irradiância abaixo dos 200 W/m^2 .

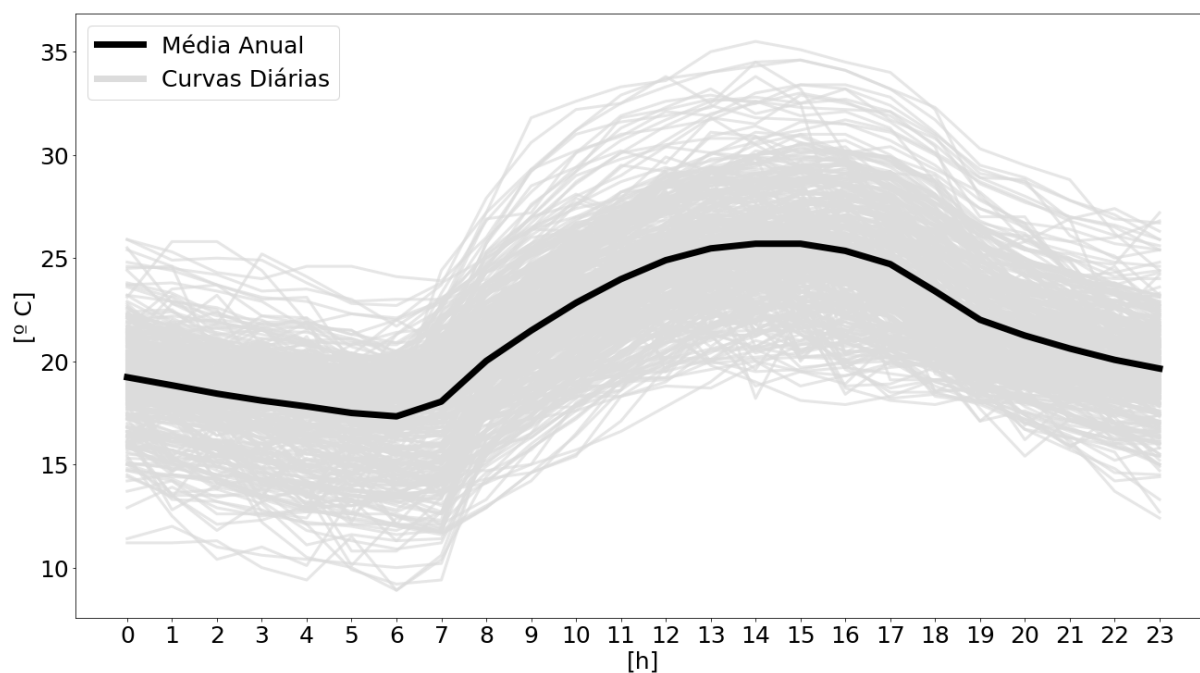


Figura 4.8: Curvas de dados de temperatura aferidos na estação meteorológica de Brasília (INMET, 2020).

Ao se observar a superposição das curvas diárias, percebe-se a faixa de variação de temperatura no ano. Verifica-se uma temperatura mínima de 10 °C e a máxima de 35 °C no ano de 2020.

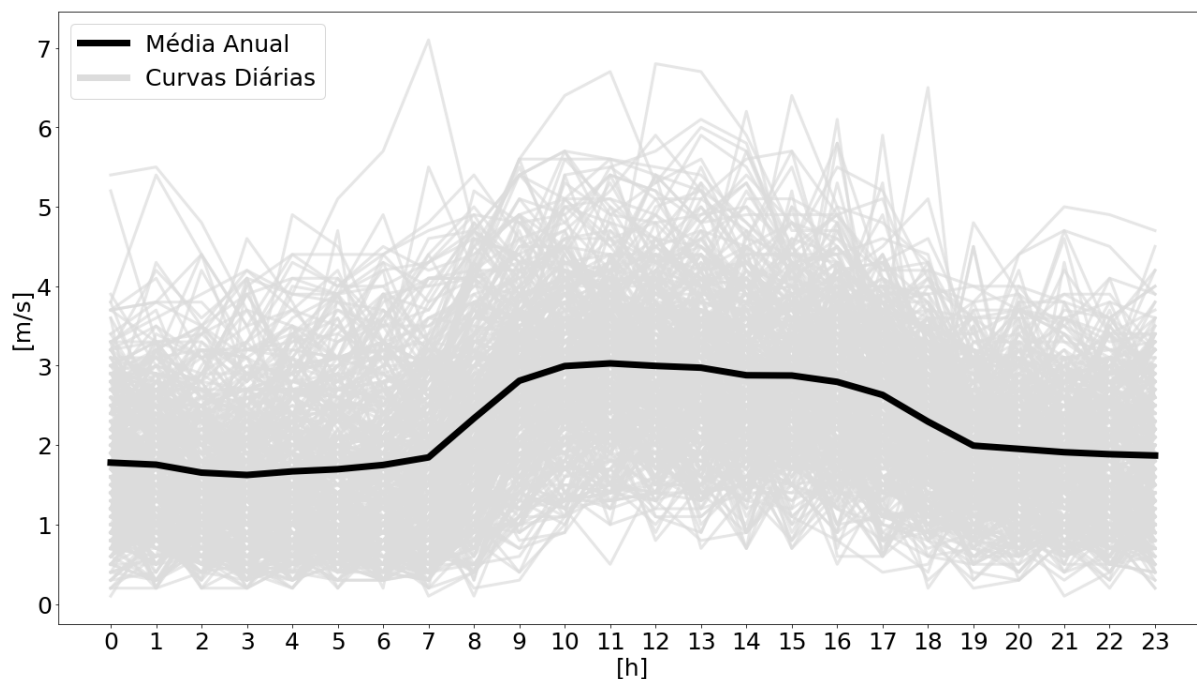


Figura 4.9: Curvas de dados de velocidade do vento aferidos na estação meteorológica de Brasília (INMET, 2020).

As curvas de velocidade do vento expõem a grande variabilidade desse parâmetro em um dia. Essa faixa varia entre valores próximos de zero e chega a alcançar 7 m/s em um dia específico. A média encontra-se por volta de 2 m/s a 3 m/s.

A Figura 4.10 apresenta as curvas de temperatura do painel fotovoltaico obtidas por meio do modelo linear de determinação da temperatura exposto na subseção 2.3.2.

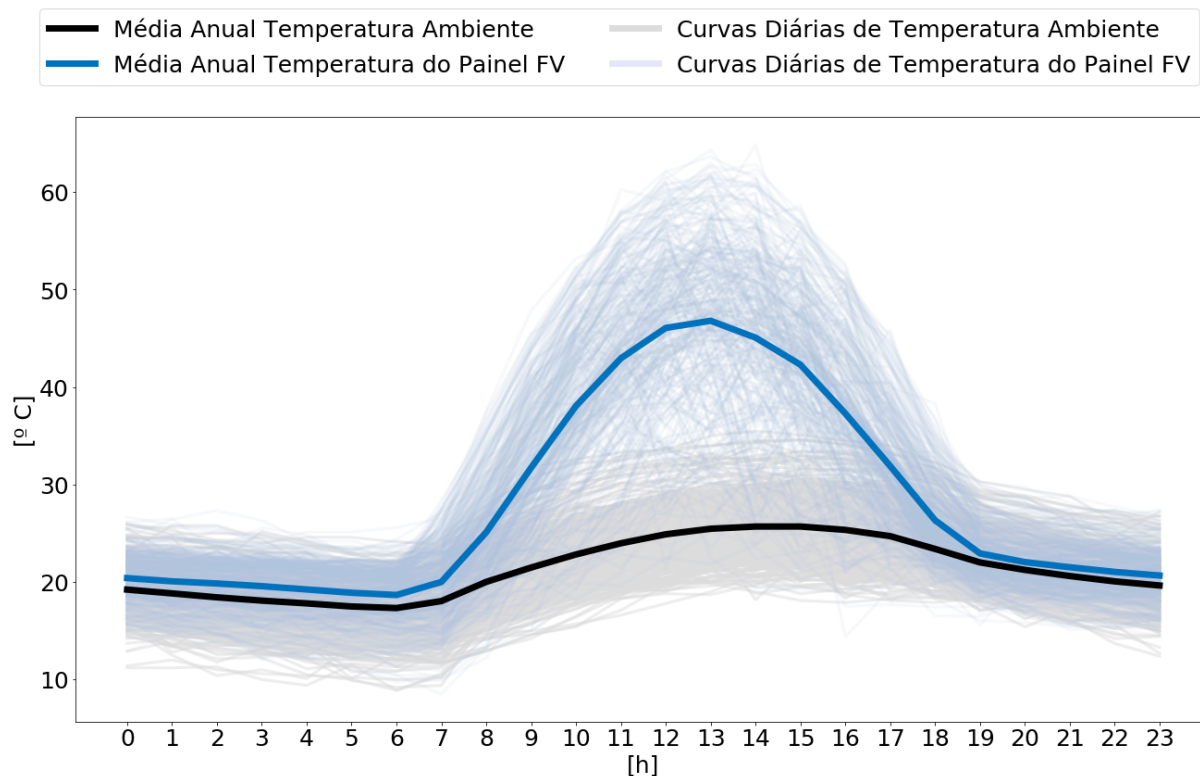


Figura 4.10: Comparação da curva diária de temperatura ambiente e temperatura do painel fotovoltaico.

Os valores de temperatura de painéis fotovoltaicos foram empregados na modelagem dos SFVs por meio da equação (2.6). Paralelamente, os dados de irradiância são aplicados também por meio da equação (2.6) para a obtenção da potência de geração fotovoltaica. Dado que a modelagem do SFV apresentada na subseção 2.3.2 contempla os parâmetros meteorológicos de sombreamento e temperatura e sua implicância nas perdas internas, este estudo utiliza um valor de PR base de 80%, assumindo-se 20% de perdas no SFV (BHAVANI et al., 2021; SARK et al., 2012). Nessa circunstância, para o dimensionamento do SFV, este trabalho estipula ainda o limite de potência instalada fotovoltaica (\overline{P}_i) de uma UC de no máximo 75 kW de acordo com a equação (3.8), considerando apenas instalações de unidades de microgeração distribuída (ANEEL, 2021).

4.6 DADOS EMPREGADOS NA MONETIZAÇÃO DOS IMPACTOS TÉCNICOS

A topologia das redes e a região onde as UCs são localizadas interferem de forma direta nos custos marginais de expansão. Em função disso, esses valores de custos variam por distribuidora. A ANEEL determina e disponibiliza esses custos a cada revisão tarifária periódica (VIEIRA, 2016). Dessa forma, os valores da CME, TUSD e CMPC são revisados e atualizados anualmente

pela ANEEL.

A Tabela 4 apresenta os dados de custos mais recentes empregues neste estudo.

Tabela 4.5: Dados de custo utilizados na monetização dos impactos técnicos.

CMPC [% a.a.]	TUSD [R\$/MWh]	CME	
		Agrupamento	[R\$/kW]
7,32	339,6	MT	255,69
		BT	394,18
		MT e BT	649,87

O dado do CME utilizado neste estudo corresponde ao valor utilizado na revisão tarifária que ocorre no ano vigente de 2021, para a EDE concedida de operar os alimentadores em estudo (ANEEL, 2021). Nesse mesmo ano, o valor da TUSD empregue na metodologia proposta equivale a 339,60 [R\$/kWh]. Já a taxa mais recente do CMPC para o segmento de distribuição corresponde a 7,32% [a.a.], relativo ao ano de 2020.

Por outro lado, valores do CE foram projetados para o horizonte de análise do período de 25 anos. Esse período corresponde ao maior tempo de vida útil das tecnologias avaliadas neste estudo, equivalente à vida útil média dos SFVs. Para tanto, levantou-se os dados históricos e calculou-se a linha de tendência com base no método de Sturges.

A Figura 4.11 apresenta os valores esperados da projeção do CE para o horizonte de 25 anos.

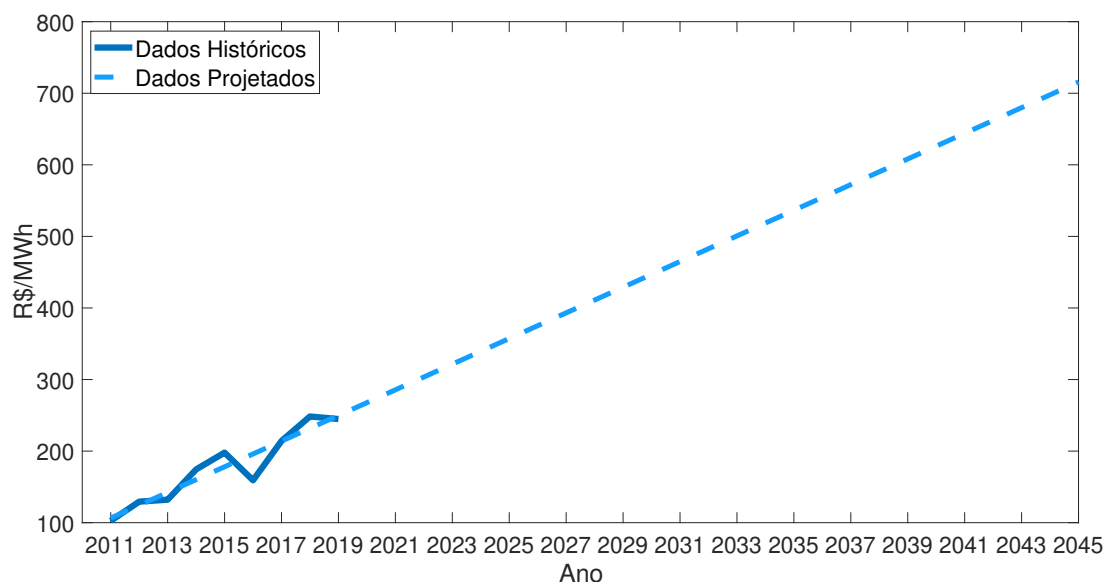


Figura 4.11: Linha de tendência dos valores anuais de CE para a concessionária de distribuição de Brasília.

4.7 FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS

Este trabalho empregou o software de programação MATLAB para a implementação dos algoritmos utilizados na identificação dos impactos técnicos e financeiros com base na metodologia apresentada no Capítulo 3.

Para análise do fluxo de potência, foi empregado o simulador de código aberto *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS) (QUIROS-TORTOS et al., 2015; STECANELLA, 2020; SOUZA, 2020). Este simulador conta com a capacidade de executar análises de fluxo de potência de regime quase estacionário em sistemas polifásicos, inclusive desequilibrados. Essa ferramenta computacional permite ainda a comunicação do simulador com o usuário por meio de linguagens de programação (*COMInterface*), o que possibilita um melhor gerenciamento do usuário no acesso de variáveis de saída e alteração de parâmetros de entrada. Além disso, essa ferramenta contempla a modelagem de SFV e SAE apresentados no Capítulo 2.

4.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo expôs os materiais requeridos pela metodologia proposta. Inicialmente, foram apresentados os dados de parâmetros técnicos dos alimentadores juntamente de seus dados de consumo. Na sequência, foram exibidos dados necessários para a modelagem dos RED para aplicação da metodologia de identificação de impactos técnicos. Em seguida, os parâmetros de custo aplicados na monetização dos impactos técnicos foram elencados. Por fim, esse capítulo apontou as ferramentas computacionais empregadas no estudo. O Capítulo 5 irá expor os resultados da aplicação da metodologia proposta para os casos com inserção de VE, VE e SFV na rede.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este capítulo apresenta os resultados da aplicação da metodologia proposta com base nos materiais apresentados no Capítulo 4. A seção 5.2 expõe os impactos técnicos e financeiros da inserção de RED. Na sequência, na seção 5.3, os impactos técnicos e financeiros são comparados entre casos analisados. Por fim, a seção 5.4 resume os resultados apresentados pelas seções anteriores.

5.2 IMPACTOS TÉCNICOS E FINANCEIROS

Os impactos técnicos observados na demanda, perdas técnicas e níveis de tensão provocados pela integração de RED são apresentados nesta seção. Em seguida, são expostos os resultados da monetização dos impactos técnicos por meio dos valores do VP. As seções seguintes dividem os resultados obtidos com efeito da integração de: i) apenas VE; ii) VE e SFV; e, iii) VE, SFV e SAE.

5.2.1 Veículos Elétricos

A Figura 5.1 apresenta a quantidade média de VEs integrados no sistema do alimentador 1003 com base nos diferentes níveis de penetração avaliados.

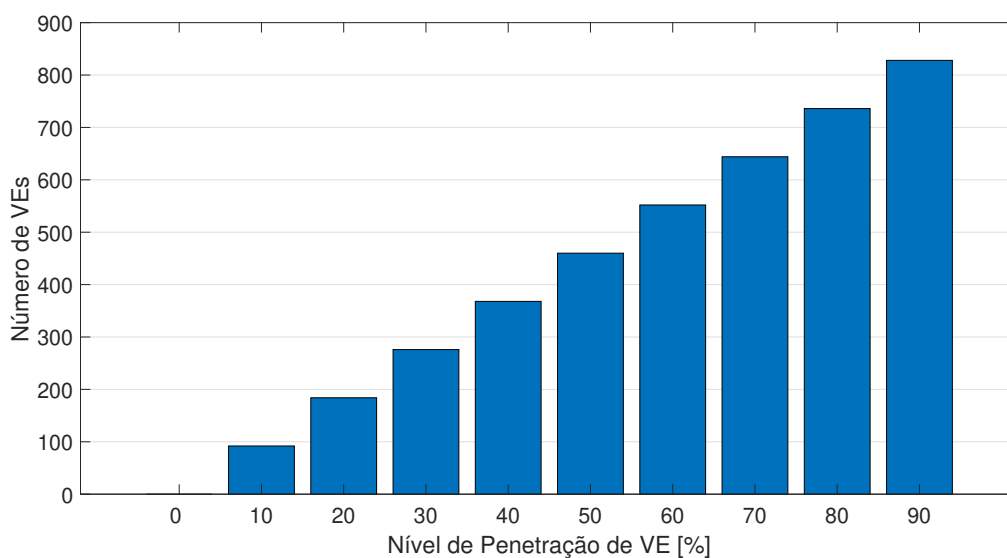


Figura 5.1: Quantidade de VEs inseridos no sistema por nível de penetração.

Da Figura 5.1 é possível observar que em cada nível de penetração são integrados cerca de 100 novos VEs. Isso se deve à dependência da penetração de VE com o número de UCs do alimentador em análise. Neste caso, o alimentador 1003 contém 920 UCs conforme exposto na Tabela 4.1. Ademais, a parcela correspondente a UCs comerciais permite a integração de mais de um VE por UC. Desse modo, é esperado que, para o nível de penetração máximo, a quantidade de VE seja maior ou igual ao número de UCs do sistema.

A Figura 5.2 exhibe a demanda média provocada pela recarga dos VEs para diferentes níveis de penetração.

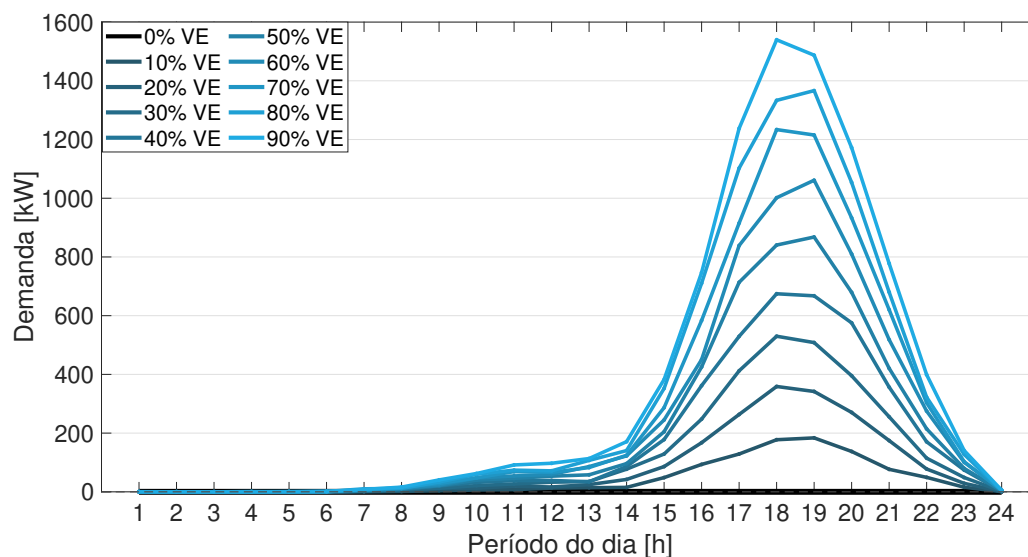


Figura 5.2: Demanda média provocada pela recarga de VEs para diferentes níveis de penetração.

Da Figura 5.2, percebe-se que o pico de demanda de recarga de VE ocorre por volta das 19h. A curva segue o formato da função densidade de probabilidade adotada para a determinação do instante inicial de recarga exposto na Figura 4.4. Esse instante representa o horário mais provável em que os VEs iniciaram seu processo de recarga em UCs residenciais, logo, provocando o instante de pico de demanda de VE. Resultado esperado dado que o alimentador em estudo é predominantemente residencial conforme apresentado na Tabela 4.1. Por outro lado, é possível notar uma tênue curva de demanda no intervalo das 9h às 15h causada pelo carregamento de VEs em UCs comerciais. Como a parcela comercial desse alimentador corresponde a apenas 6% das UCs, a demanda de VE ao redor das 12h não é significativa se comparada ao pico de demanda de VE residencial situado às 19h.

A demanda adicional produzida pela integração de VE implica em um aumento na demanda agregada média do alimentador. A Figura 5.3 apresenta as curvas de demanda agregada média do alimentador para os diferentes níveis de penetração de VE.

Constata-se da Figura 5.3 que a curva de demanda referente à recarga de VEs sobrepõe a curva de demanda base do alimentador (em preto). Dessa forma, observa-se que o carregamento não coordenado de VEs causa um aumento na demanda média desse alimentador. Em função da

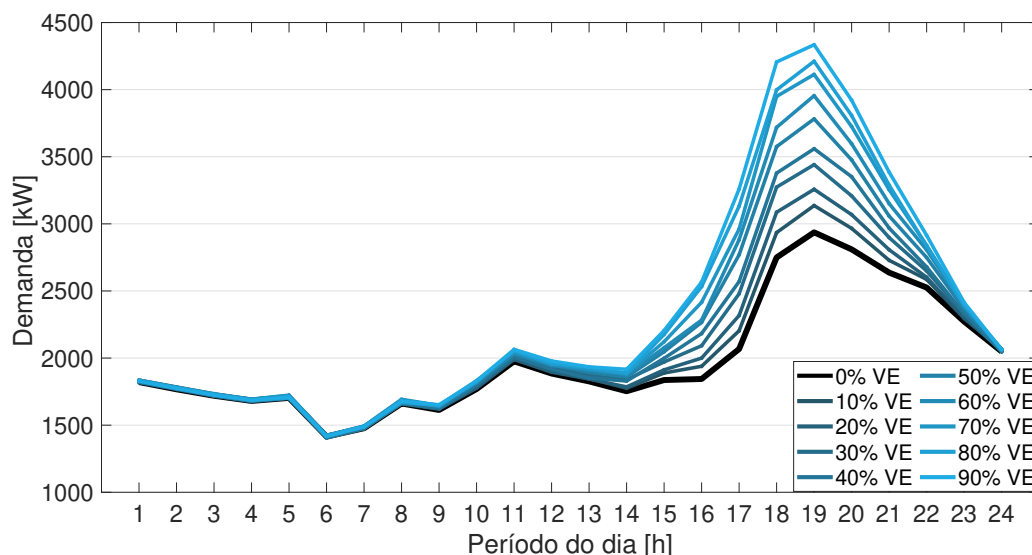


Figura 5.3: Demanda agregada média do alimentador 1003 para diferentes níveis de penetração de VE.

coincidência do instante de pico de demanda do sistema com o pico de demanda de recarga de VE, é esperado que a demanda de pico resultante também siga o comportamento crescente para maiores níveis de penetração de VE.

A Figura 5.4 apresenta o comportamento do valor esperado e desvio padrão da demanda de pico identificados por níveis de penetração.

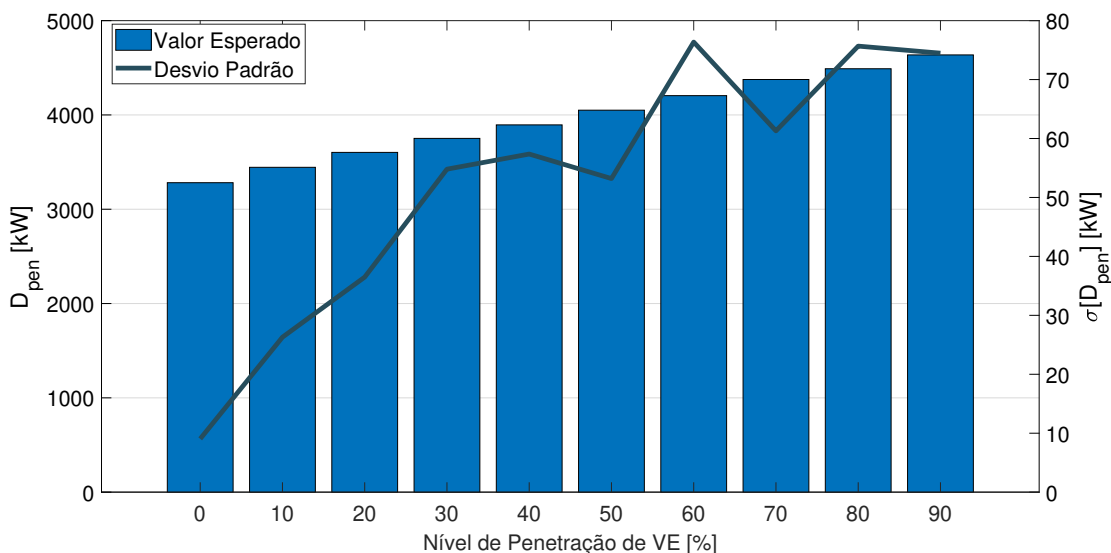


Figura 5.4: Valores de demanda de pico do alimentador 1003 para diferentes níveis de penetração de VE.

Observa-se o aumento do valor esperado da demanda de pico para cada acréscimo de 10% de população de VE no sistema. O desvio padrão dos resultados contempla a variação dos valores de demanda de pico obtidos para cada sorteio de posicionamento simulados. O aumento da demanda agregada do sistema provoca a elevação da corrente elétrica necessária para suprir as cargas,

resultando em perdas técnicas elevadas.

A Figura 5.5 exibe os valores das perdas técnicas desse alimentador dada a integração de VE na rede. Neste trabalho, os VEs atuam somente como cargas. Não são considerados cenários com *Vehicle to Grid* (V2G) em que VEs atuam como SAE, capazes de injetar potência em instantes de demanda elevada, por exemplo. Por esse motivo, a integração dessa tecnologia não é capaz de promover um serviço de suporte na rede, causando, portanto, um maior estresse no sistema, elevando seus valores de perdas técnicas.

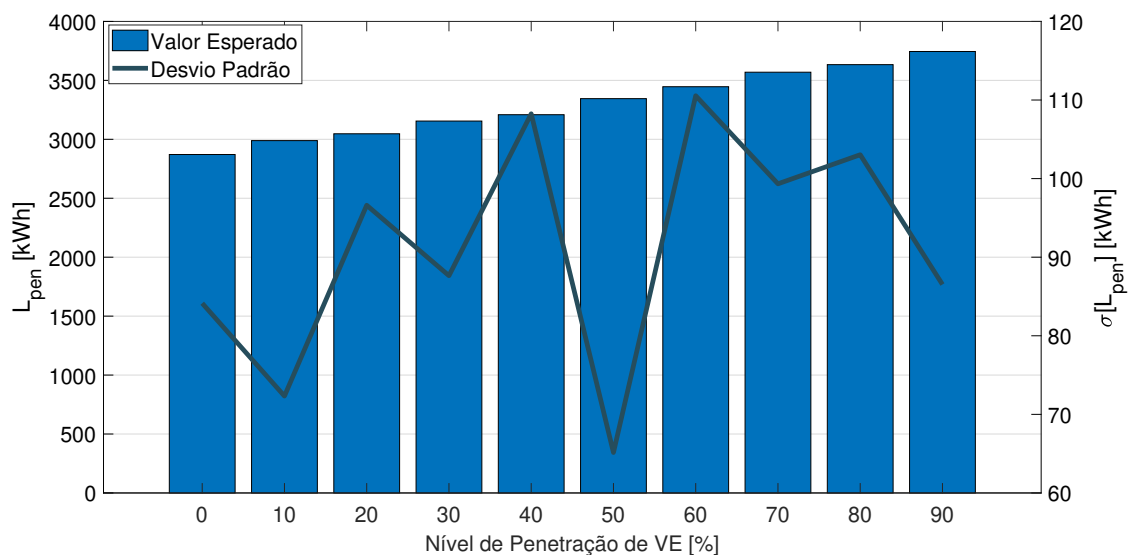


Figura 5.5: Médias das perdas técnicas do alimentador 1003 para diferentes níveis de penetração de VE.

A demanda causada pela recarga de VE não implica apenas no aumento de perdas técnicas da rede, como também causa a subtensão nos barramentos do alimentador. A Figura 5.6 expõe os valores médios relativos de violações de tensão identificadas para diferentes níveis de penetração.

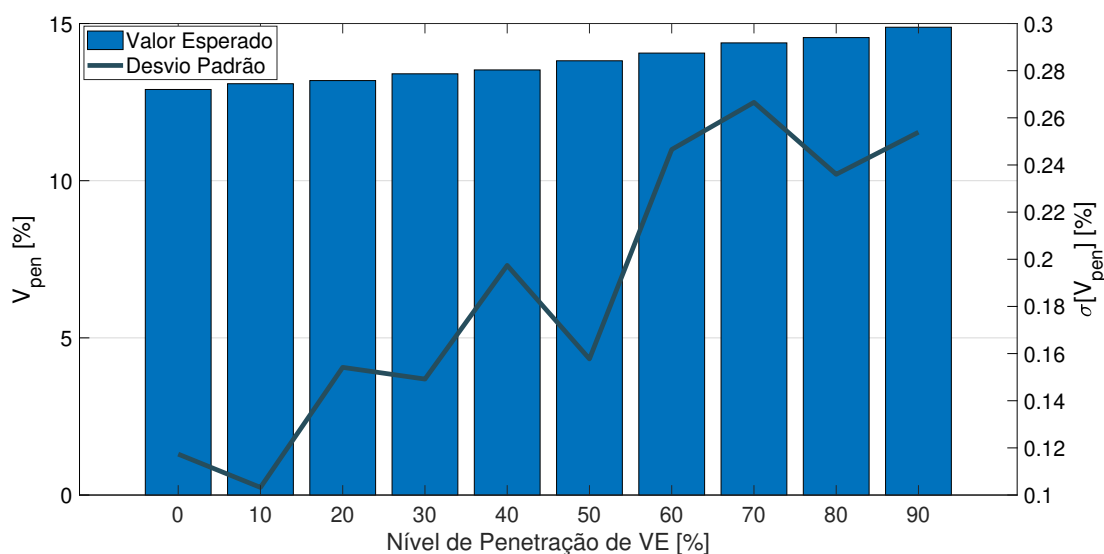


Figura 5.6: Violações médias dos níveis de tensão no alimentador 1003 por nível de penetração de VE.

Uma importante observação para o impacto de níveis de tensão neste alimentador reside na existência de transgressões de limites de tensão de aproximadamente 13% para o caso base, sem a penetração de VE. Eventualmente, o efeito do aumento da penetração de VE intensifica a quantidade relativa de transgressão de valores abaixo do limite adequado. Pode-se notar um valor esperado máximo de aproximadamente 15% de violações de subtensão para o cenário com 90% de penetração de VE.

Em síntese, os dados apresentados correspondem aos valores médios dos resultados obtidos por meio da análise de fluxo de potência para os diferentes cenários de dias e sorteios conforme detalhado na metodologia. Com o propósito de monetizar o impacto causado pela inserção de VE na rede, a metodologia propõe ainda o cálculo da variação da demanda de pico, das perdas técnicas e da quantidade relativa de violação de tensão por níveis de penetração.

Desse modo, a Figura 5.7 exibe a média dos impactos técnicos provocados em função do processo de carregamento de VE para cada nível de penetração.

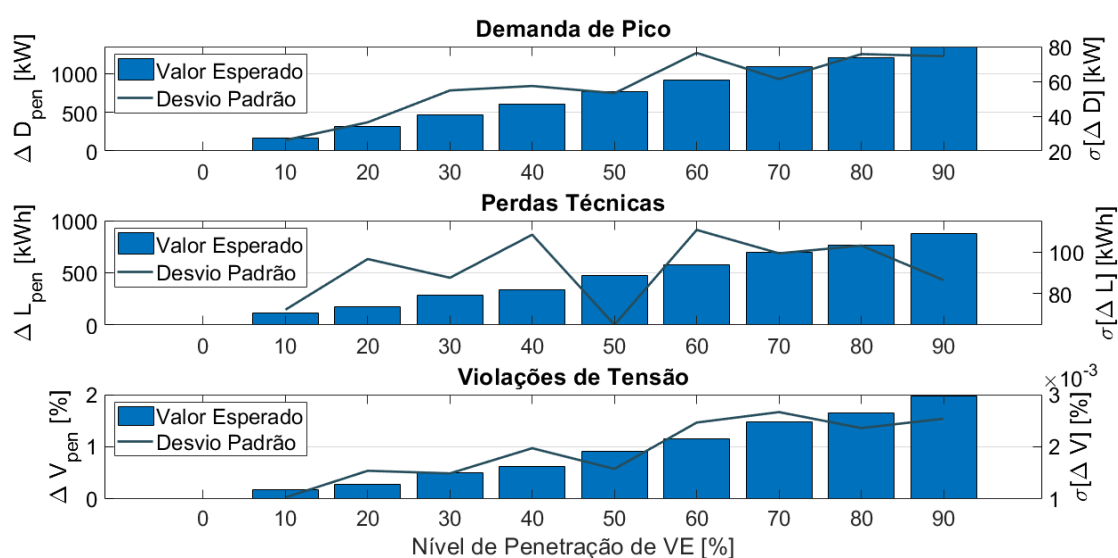


Figura 5.7: Impactos técnicos médios por nível de penetração de VE.

Observa-se um comportamento crescente dos impactos técnicos para acréscimos de penetração de VE. Como se pode ver, para 50% de nível de penetração, a demanda de pico do sistema aumenta em 766 kW, as perdas técnicas aumentam em 474 kWh e observa-se uma média de 1% de acréscimo de violação dos níveis de tensão no alimentador 1003. Já para 90% de penetração, o aumento na demanda de pico chega a ultrapassar 1 MW, o aumento nas perdas se aproxima de 1 MWh e a variação da taxa de transgressões dos limites de tensão atinge 2%. Para estudo do impacto financeiro do caso em questão, as variações nos valores das grandezas técnicas são monetizadas conforme a técnica proposta no Capítulo 3.

A Figura 5.8 exibe a curva dos valores esperados dos VPs para cada nível de penetração de VE.

Salienta-se que todos os valores esperados de VP apresentados no gráfico são negativos. De certo, o estrito aumento dos impactos técnicos observados na Figura 5.8 gera custos para a dis-

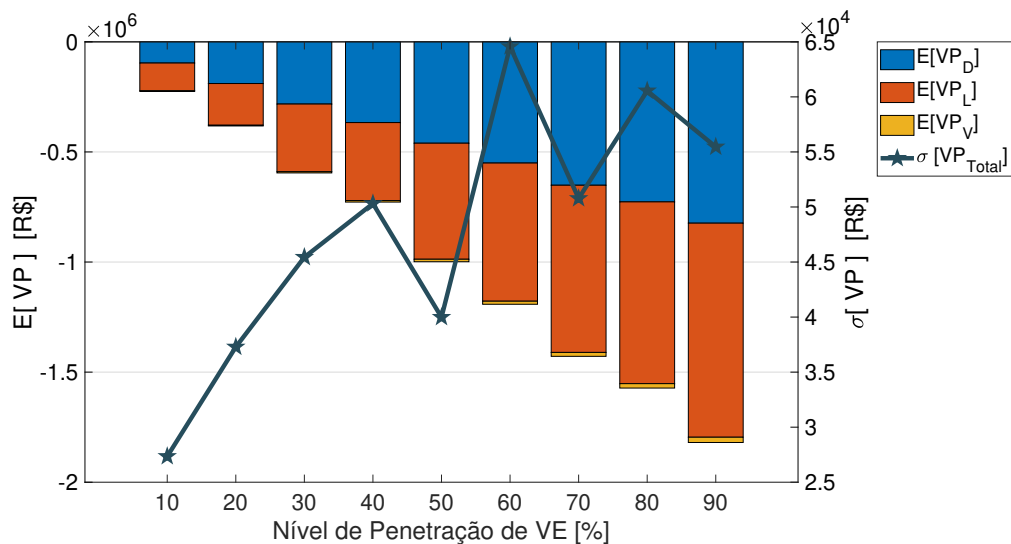


Figura 5.8: Valor esperado e desvio padrão do valor presente total por nível de penetração de VE.

tribuidora. Portanto, nenhum cenário de penetração de VE promove benefício para a EDE em relação ao caso base. O aumento do número de VE implica em maiores custos para a distribuidora. Resumidamente, pode-se observar um aumento de R\$ 224.977,55 para 10% de penetração de VE considerando um desvio padrão de R\$ 27.346. Para 50% de VE, esse custo subiu em aproximadamente um milhão de reais com um desvio de R\$ 39.985. Observa-se que os custos relativos à expansão da rede, indicados pelas parcelas de VP de demanda, e os custos associados à perdas técnicas de energia correspondem às maiores componentes do custo total. Em virtude dos baixos valores de aumento de violações dos limites de tensão, os quais não chegam a ultrapassar 2%, a parcela do VP correspondente à tensão representa o menor componente do custo final.

5.2.2 Veículos Elétricos e Sistemas Fotovoltaicos

A Figura 5.9 apresenta curvas médias da potência total gerada para diferentes níveis de penetração de SFVs.

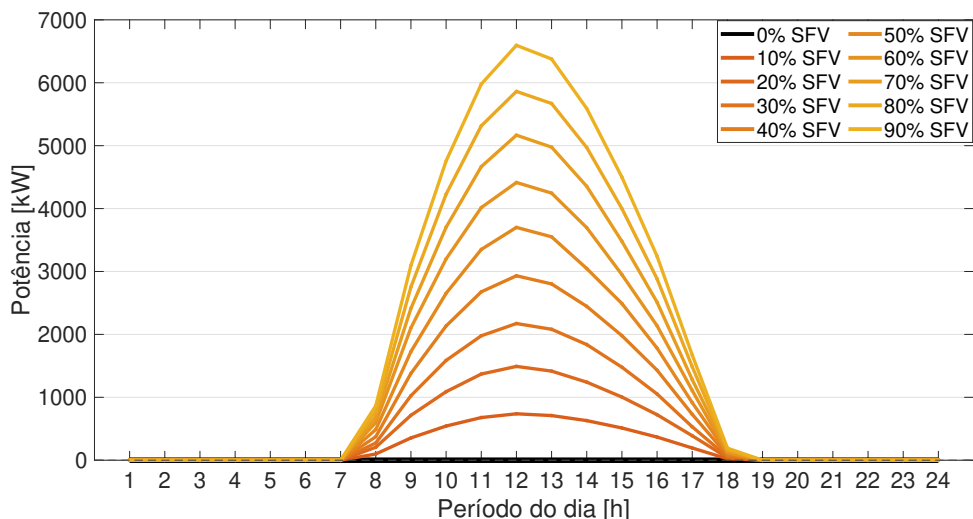


Figura 5.9: Potência gerada média para diferentes níveis de penetração de SFV.

Da Figura 5.9 observa-se que a geração é presente apenas no período entre às 7h e às 19h. Nota-se também que para o caso de 80% penetração, o pico de geração ao meio dia atinge um valor de aproximadamente 6 MW. Este valor corresponde ao dobro da demanda de pico da rede de aproximadamente 3 MW para o caso sem penetração.

A Figura 5.10 ilustra as curvas de demanda agregada média do alimentador para diferentes níveis de penetração de VE e de SFV.

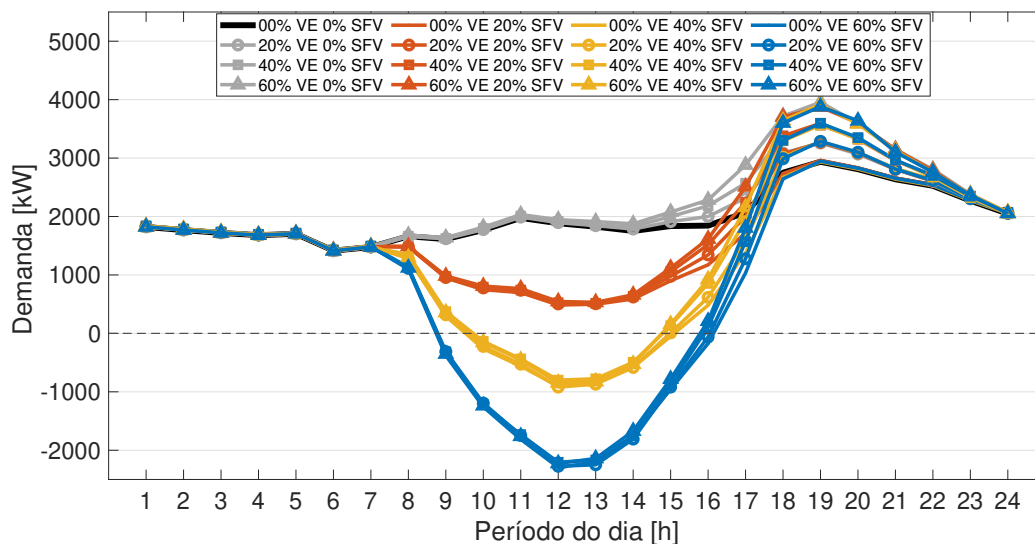


Figura 5.10: Demanda agregada média do alimentador para diferentes níveis de penetração de VE e de SFV.

Constata-se que a geração fotovoltaica não compensa o pico de demanda gerado pela carga de VEs. O aumento de penetração de VE segue o mesmo comportamento observado na Figura 5.2. Por outro lado, a geração fotovoltaica contribui para a redução da demanda do alimentador no intervalo das 7h às 19h, em conformidade com os horários de geração visualizados na Figura

5.3. Observa-se que para 20% de penetração de SFV, a demanda agregada média do alimentado reduz em mais de 1 MW próximo do meio dia. Enquanto que para 20% de penetração de VE, a demanda agregada média às 19h não varia mais que 300 kW. Disso se desprende que o impacto provocado por SFVs é mais intenso que a variação causada por VEs na demanda agregada média. Cabe ressaltar que penetrações iguais ou acima de 40% de SFV provocam reversão do fluxo de potência na subestação do alimentador, verificados nos valores negativos de demanda agregada média entre os horários de 9h e 16h. De fato, a fórmula de dimensionamento de SFV apresentada na seção 2.3.1 assegura que a energia gerada somente nos horários de sol (7h às 19h) suprirá a energia demandada por uma UC em todos os horários do dia. Desse modo, é esperado que o pico de geração situado ao meio dia ultrapasse a potência demandada pela UC naquele mesmo instante, já que no restante do dia não existirá geração fotovoltaica. Logo, a potência líquida injetada na rede pelos SFVs é capaz de suprir toda parcela de demanda das UCs no instante de pico de geração para níveis de penetração elevados de SFV.

Com base no exposto anteriormente, a Figura 5.11 exibe os valores de demanda de pico do alimentador 1003.

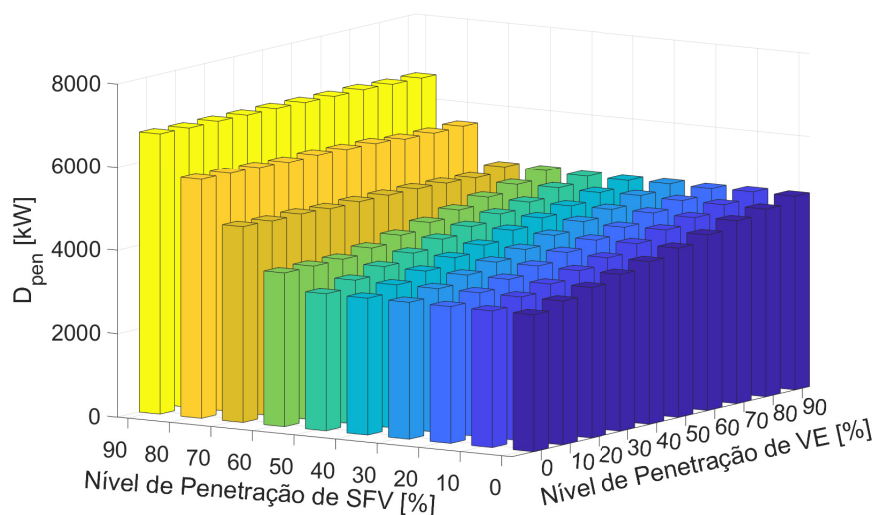


Figura 5.11: Demanda de pico do alimentador para diferentes níveis de penetração de VE e de SFV.

Esse resultado mostra o efeito que a integração conjunta de SFV com VE provoca na demanda de pico de um alimentador residencial. Em virtude do aumento da demanda em momentos de recarga dos VEs, o comportamento da demanda de pico segue crescente ao se aumentar a penetração de VEs conforme observado na Figura 5.4. Todavia, esse comportamento não é mantido ao atingir 70% de penetração de SFV. Conforme definido na seção 2.5.1, a demanda de pico consiste no maior valor absoluto de demanda instantânea observada em um intervalo. Dito isso, os valores de demanda de pico para níveis altos de penetração de SFV se mostram independentes dos níveis de penetração de VE, uma vez que o fluxo reverso provocado por altos níveis de geração fotovoltaica ultrapassam os valores em módulo dos picos de demanda provocados pela recarga de VEs.

A Figura 5.12 apresenta os valores de perdas técnicas para diferentes níveis de penetração de VE e SFV.

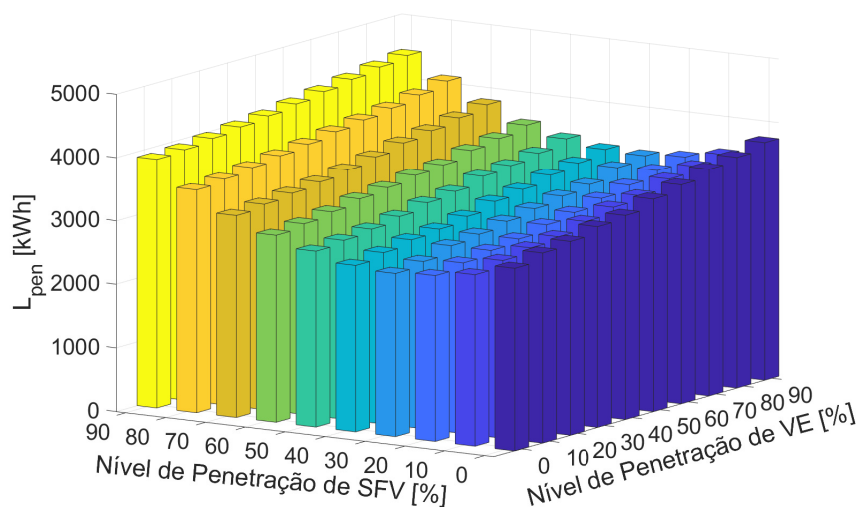


Figura 5.12: Perdas técnicas do alimentador para diferentes níveis de penetração de VE e de SFV.

Apesar do acréscimo da penetração de VE provocar aumento nos valores de perdas técnicas, é possível observar que a inserção de SFV atenua as perdas técnicas. A integração de geração fotovoltaica promove a redução de perdas considerando-se baixos níveis de penetração. No entanto, é notável um aumento das perdas ao se atingir 40% de penetração de SFV. Pode-se concluir que, baixos níveis de penetração fotovoltaica atenuam perdas técnicas ao reduzir o fluxo de potência demandado da rede devida a injeção de potência nos locais de carga. Todavia, altos níveis de geração causam fluxo reverso de potência no alimentador, elevando a corrente elétrica e sobrecarregando segmentos condutores e transformadores da rede, provocando assim, aumento de perdas técnicas.

A Figura 5.13 apresenta os valores de violações de níveis de tensão para diferentes níveis de penetração de VE e SFV.

É oportuno observar que, o caso base sem penetração de VE e SFV apresenta níveis de violação de tensão. Esses valores de violação que se aproximam de 13% não são provocados pela integração de RED. Por outro lado, o aumento do número de VE induz em uma variação relativamente baixa dos níveis de tensão observados, aumentando em aproximadamente 2% para 90% de penetração de VE. Esse desvio provocado pela inserção de VE corresponde principalmente a valores de subtensão, isto é, violações de níveis de tensão abaixo do limite inferior estabelecido. Ademais, a penetração de SFV ocasiona um impacto mais significativo nas violações de tensão. Para 90% de SFV, nota-se uma taxa de transgressão dos níveis de tensão em aproximadamente 25%. Já nesse caso, a variação se deve a violações de níveis de tensão acima do limite superior, em outras palavras, sobretensão. Em virtude da não coincidência de instantes de pico de demanda de recarga de VEs e pico de geração de SFVs, a sobretensão provocada por SFVs não é capaz de atenuar a subtensão ocasionada por VEs. Sendo assim, a aumento no nível de penetração de

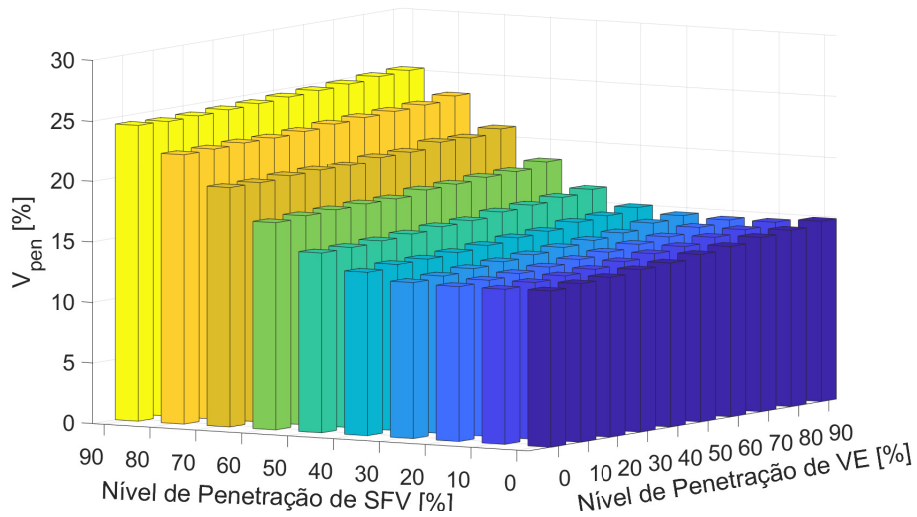


Figura 5.13: Violações dos níveis de tensão do alimentador para diferentes níveis de penetração de VE e de SFV.

ambas tecnologias promove o aumento generalizado de violações de níveis de tensão.

Conforme apresentado, a integração de SFV e VE na rede de distribuição provoca variações significativas das grandezas técnicas do sistema. Esses desvios exigem atenção das EDEs promovendo custos adicionais no serviço de fornecimento de energia elétrica. Com base nisso, a Figura 5.14 expõe os valores esperados do custo total causados por diferentes níveis de penetração de SFV e VE.

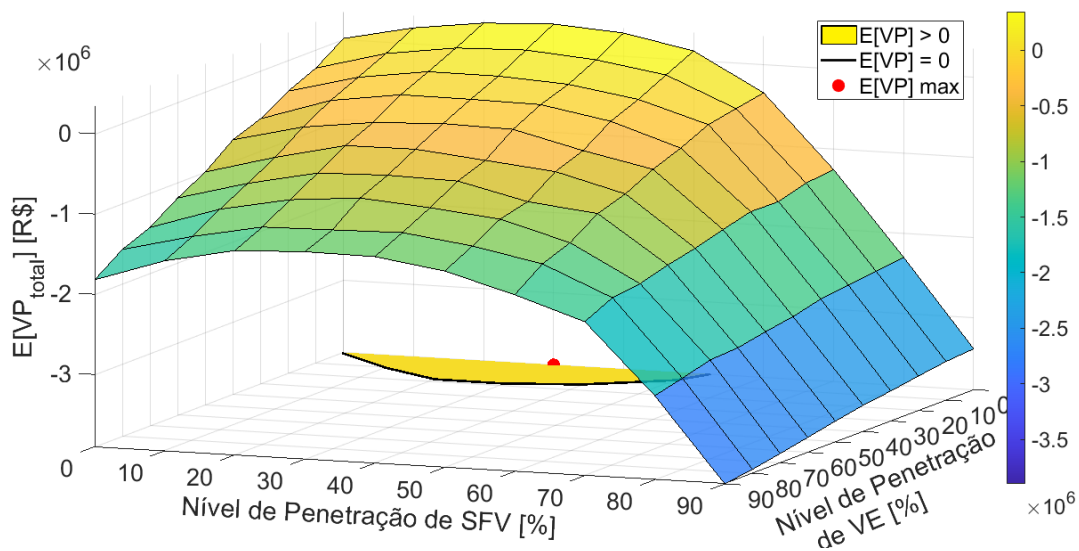


Figura 5.14: Valores esperados do valor presente total para diferentes níveis de penetração de VE e de SFV.

Em virtude da monetização dos impactos técnicos apresentados até então, torna-se possível analisar financeiramente os custos que a EDE deverá arcar devido à integração de SFV e VE. A curva de superfície apresentada na imagem indica os valores esperados do custo total que envolve a monetização das variações na demanda de pico, nas perdas técnicas e nas violações de tensão.

É possível inferir que existe uma região na qual a distribuidora observa benefícios provocados pelos RED. Em outras palavras, os custos desembolsados pela EDE são reduzidos nos cenários de 10% a 40% de SFV considerando-se uma penetração de 10% de VEs, quando em comparação ao caso base. A exemplo, o cenário com 10% de VE e 30% de SFV apresenta uma economia de R\$ 153.804,27 no valor esperado total dos custos. Essa região, preenchida em amarelo, encontra-se demarcada pela curva de nível zero (em preto). Observa-se também, um cenário de penetração em que o valor esperado total seja máximo em comparação com os demais cenários de penetração avaliados. Esse cenário corresponde à 0% de penetração de VE e 30% de penetração de SFV e representa a situação em que a distribuidora obterá maior benefício financeiro em suas despesas, ao se observar uma economia de R\$ 347.086,16, composta por valores esperados de custo de R\$ 5.538,59 na componente da demanda, R\$ 340.985,18 na componente de perdas, e apenas R\$ 562,39 referente a componente de tensão.

A Figura 5.15 exibe os desvios padrões dos VPs com base nos diferentes cenários de penetração de VE e SFV. É notável a irregularidade dos valores de desvio padrão em função dos níveis de penetração. Esse resultado retrata o grau de dispersão dos VPs estimados por meio do método estocástico de monetização dos impactos técnicos. Percebe-se que baixos níveis de penetração, entre 0% e 30% apresentam desvios em torno de R\$ 40.000, enquanto que para maiores níveis de penetração, os desvios chegam a alcançar valores próximos a R\$ 65.000. As diversas incertezas considerados na metodologia proposta as quais foram representadas por variáveis aleatórias na análise técnica, implicam em uma faixa de variação dos resultados das grandezas técnicas, principalmente para maiores níveis de penetração de RED. Conseqüentemente, essas variações são propagadas nos resultados dos impactos financeiros.

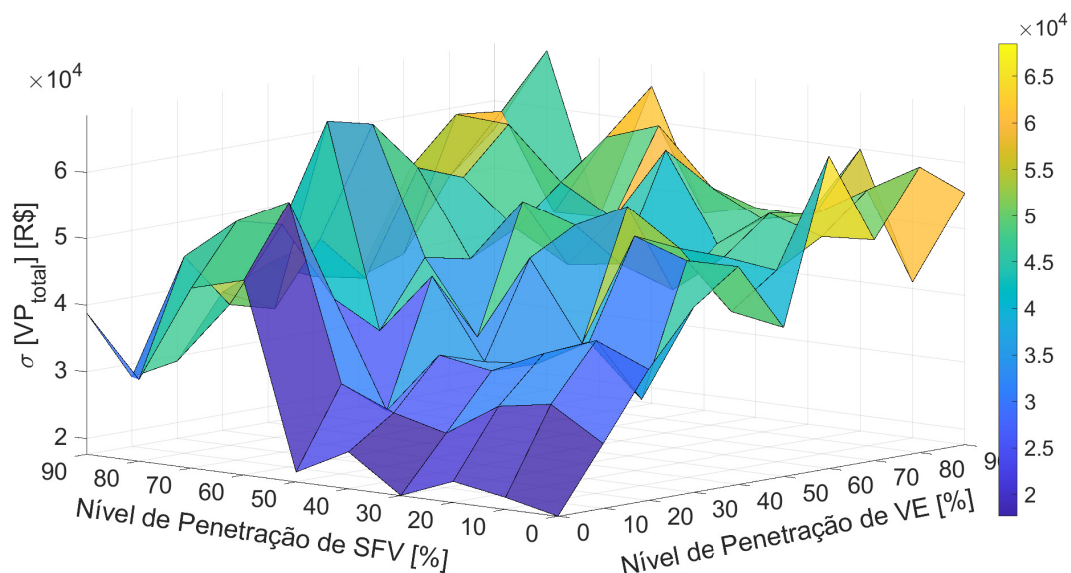


Figura 5.15: Desvios padrões do valor presente total para diferentes níveis de penetração de VE e de SFV.

5.2.3 Veículos Elétricos, Sistemas Fotovoltaicos e Sistemas de Armazenamento de Energia

A Figura 5.16 expõe a capacidade de armazenamento de energia total considerando-se todos os SAEs instalados para cada nível de penetração analisado. Nota-se que para 10% de SAE, o sistema possui a capacidade de aproximadamente 4.000 kWh de armazenamento de energia elétrica. Já para 90% de penetração, essa capacidade aumenta para mais de 35.000 kWh.

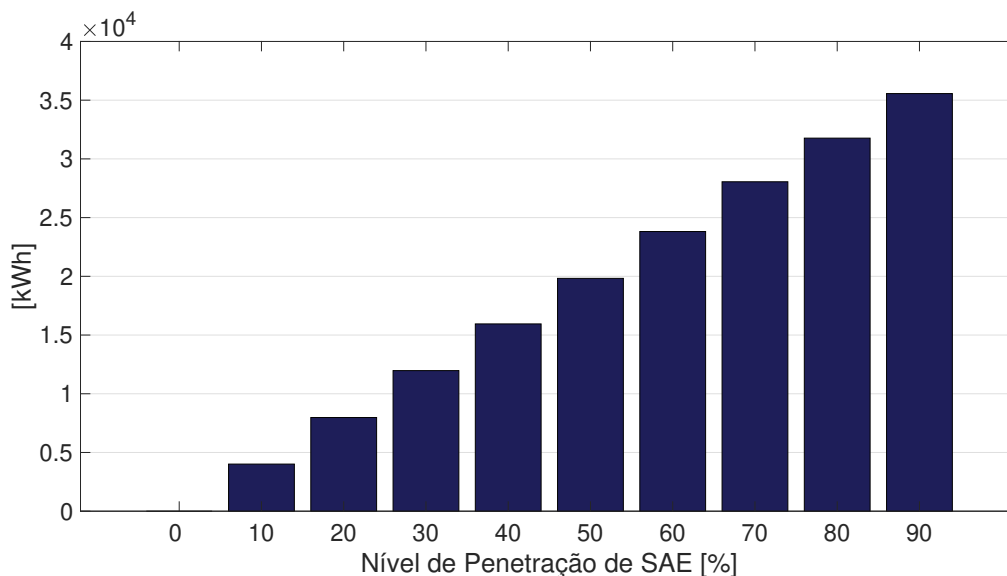


Figura 5.16: Capacidade de armazenamento total dos SAE integrados por nível de penetração.

A Figura 5.17 apresenta as curvas dos valores médios da demanda agregada do sistema para diferentes níveis de penetração de VE, SFV e SAE.

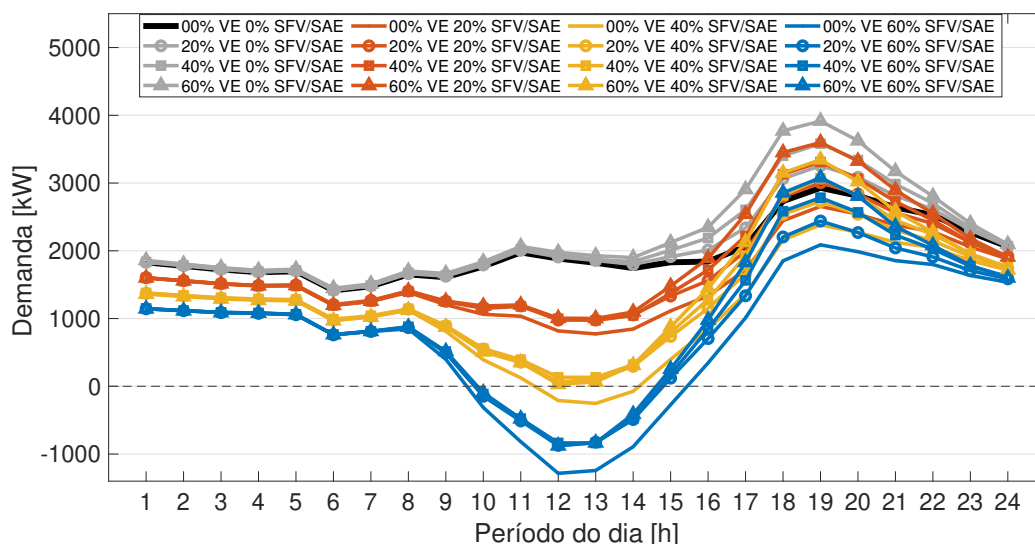


Figura 5.17: Demanda agregada média para diferentes níveis de penetração de VE, SFV e SAE.

Do resultado é possível inferir que o aumento de penetração de SAE provoca a redução da de-

manda média do sistema para todos os horários do dia. Nota-se, por exemplo, que para a primeira hora do dia, a demanda média do sistema reduz em aproximadamente 1 MW em comparação do caso base com o caso de 60% de penetração de SAE. Além disso, o pico de demanda observado às 19h também é atenuado por conta da estratégia de autoconsumo providenciada pelos SAEs. Observa-se que para 20% de VE, o pico de demanda média do alimentador varia de 3.345 kW sem a presença de SAE, para 2.439 kW com 60% de penetração de SAE. O mesmo ocorre para instantes com inversão do fluxo de potência do alimentador provocado pelo excesso de geração fotovoltaica. Constata-se uma variação em torno de 850 kW de potência injetada na rede ao meio dia se comparada com o mesmo valor para o caso sem baterias exposto na Figura 5.10.

A Figura 5.18 exibe os valores de demanda de pico do alimentador para diferentes níveis de penetração de VE, SFV e SAE.

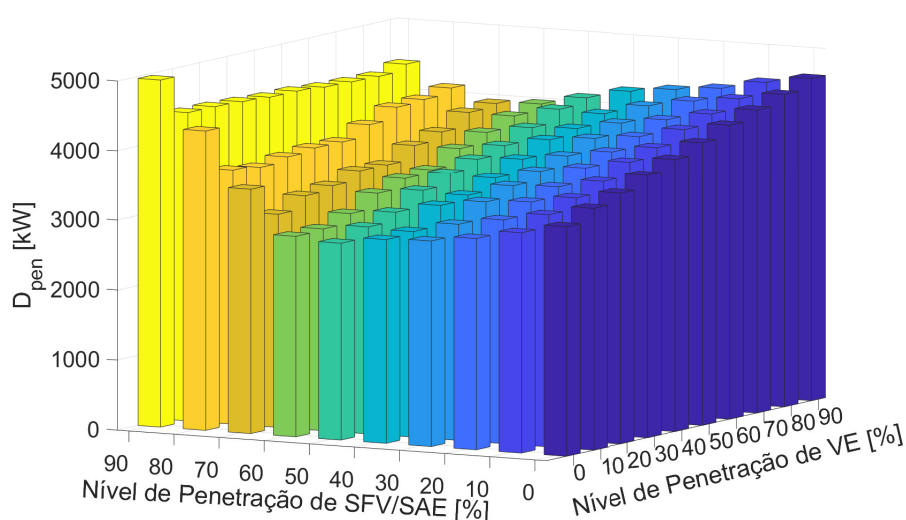


Figura 5.18: Demanda de pico para diferentes níveis de penetração de VE, SFV e SAE.

Nota-se que o aumento da penetração de VE continua provocando um aumento na demanda de pico do sistema. Entretanto, diferentemente dos casos anteriores, essa grandeza é atenuada à medida em que insere-se SAEs no sistema. Observa-se que até 50% de penetração de SFV e SAE, a demanda de pico do sistema diminui. Para cenários com maiores níveis de penetração, o comportamento da demanda de pico aumenta conforme se insere mais SAE e SFV. Isso se deve ao excedente da energia gerada pelos SFVs não ser armazenado completamente pelos SAEs e resultarem ainda em níveis elevados de reversão do fluxo de potência.

A Figura 5.19 exibe os valores de perdas técnicas do alimentador para diferentes níveis de penetração de VE, SFV e SAE.

Similarmente com a análise da demanda de pico, os valores de perdas técnicas são atenuados à proporção em que SAEs são integrados à rede. Para um cenário com 50% de penetração de VE por exemplo, nota-se uma redução de aproximadamente 1 MWh de redução de perdas ao integrar 50% de SAEs na rede. É possível também verificar o benefício no controle das perdas técnicas quando da integração conjunta de SFV e SAE. Ao se comparar com o caso sem SAEs, exposto

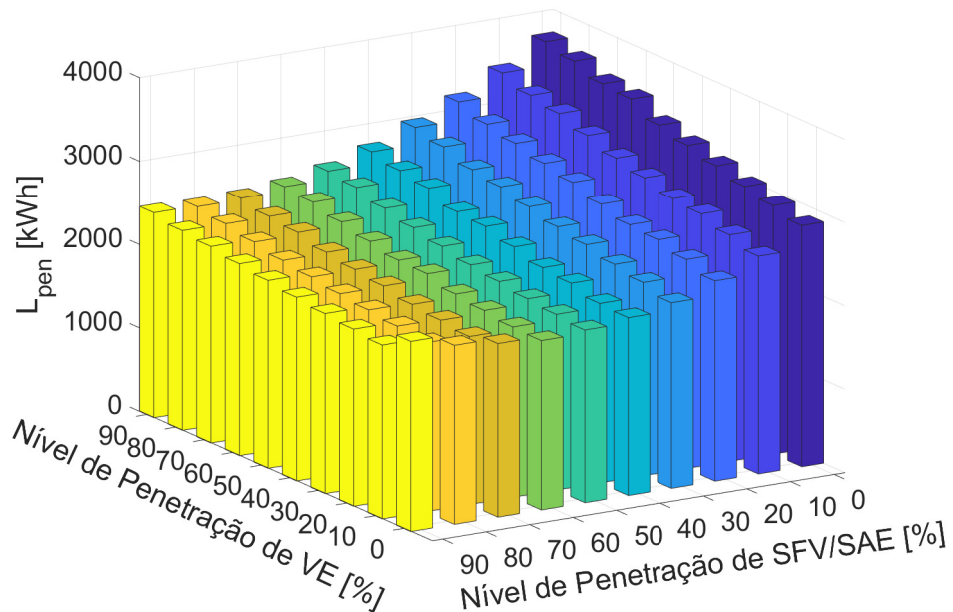


Figura 5.19: Perdas técnicas para diferentes níveis de penetração de VE, SFV e SAE.

na Figura 5.12, constata-se uma atenuação em torno de 1,5 MWh das perdas para 90% de VEs, ao se integrar 50% de SFV e SAE.

A Figura 5.20 exibe os valores de violação de níveis de tensão do alimentador para diferentes níveis de penetração de VE, SFV e SAE.

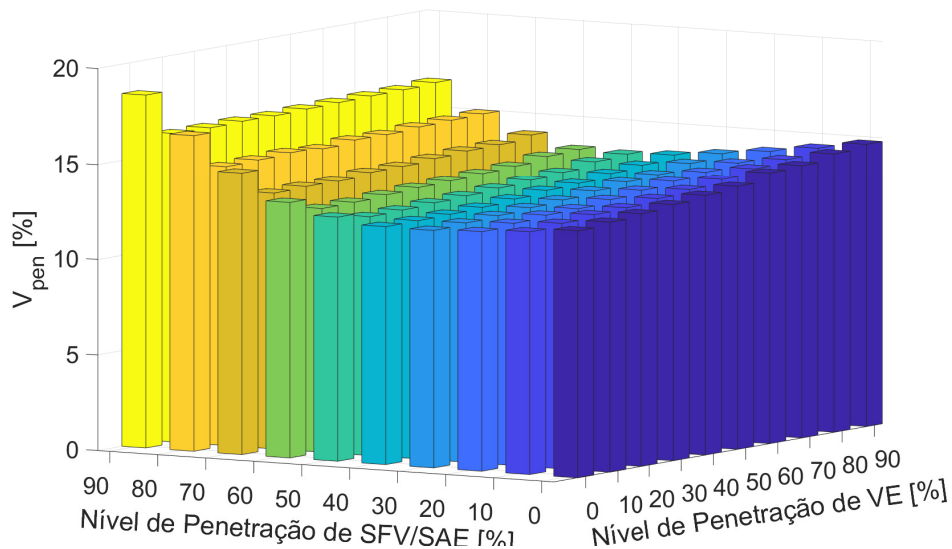


Figura 5.20: Violações de tensão para diferentes níveis de penetração de VE, SFV e SAE.

De acordo com o observado no caso anterior, a integração de VEs não provoca uma variação expressiva de violações dos níveis de tensão neste alimentador como a penetração de SFV. Neste caso, a presença de SAEs promove um controle do aumento das transgressões dos níveis de tensão

ao absorverem parte do excedente da energia gerada e ao fornecer a parcela de energia demandada no exato local da carga. Pode-se observar que a porcentagem de violações de tensão permanece relativamente estável até 60% de penetração de SFV e SAE e passa a variar moderadamente para maiores penetrações. Embora a Figura 5.13 aponte valores de violações de aproximadamente 25% para 90% de SFV, o caso com baterias resulta em no máximo 16% de violações para o mesmo cenário de penetração.

Com vistas aos resultados técnicos expostos até então, a Figura 5.21 expõe os valores esperados da monetização dos impactos técnicos provocados pela integração de VE, SFV e SAE no alimentador 1003.

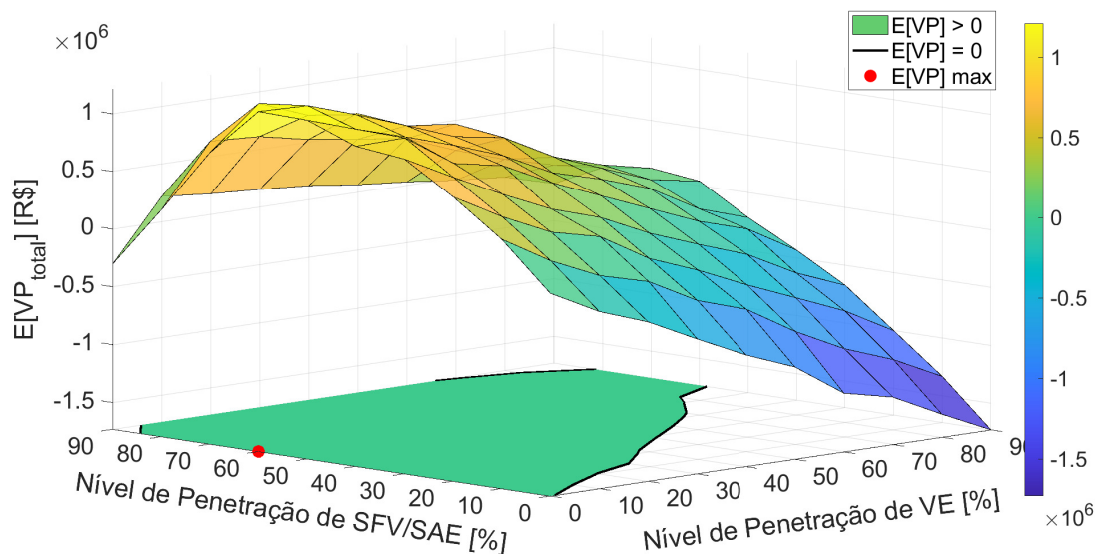


Figura 5.21: Valores esperados do valor presente total para diferentes níveis de penetração de VE, SFV e SAE.

Conforme se pode observar, a curva de superfície apresenta um valor esperado máximo situado para 60% de penetração de SFV/SAE e para 0% de VE. Este cenário configura a situação que implica em um maior benefício financeiro para a EDE, referente a uma economia de R\$ 1.210.888,41 ao se analisar diferentes níveis de integração de RED para o alimentador 1003. Ainda pode-se inferir que 66% dos níveis de penetração analisados promovem benefício financeiro para a EDE. Mais precisamente, todos os cenários de penetração (pen) situados dentro da região em verde compreendida entre a curva de nível zero (em preto) resulta em valores esperados de VP positivos. Como se pode notar, para 70% de penetração de SFV e SAE, espera-se uma economia de R\$ 722.181,54 ao se integrar 50% de VE e uma redução nos custos de R\$ 85.335,77 ao se inserir 90% de VE.

A Figura 5.22 apresenta os desvios padrões dos VPs para diferentes níveis de penetração de VE, SFV e SAE. Conforme explicado para a Figura 5.15, esse resultado representa o grau de uniformidade dos dados de VPs obtidos por meio da método estocástico da análise financeira dos impactos técnicos. Contudo, neste caso é possível reparar em valores de desvio padrão maiores, de aproximadamente R\$ 160.000 como observado para cenários de maior penetração de RED. Isso se deve a presença de mais um grau de incerteza referente aos estados de carga e descarga

dos SAEs integrados ao sistema.

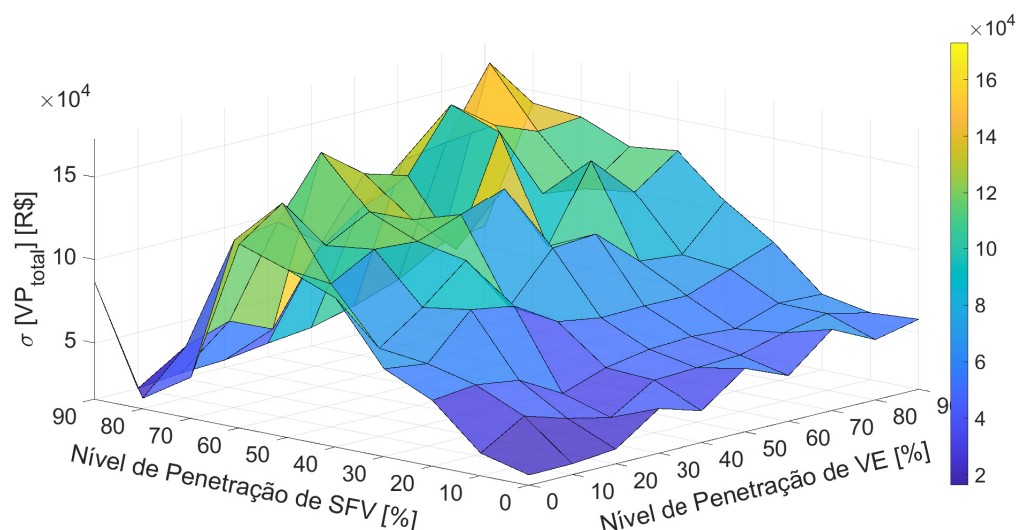


Figura 5.22: Desvios padrões do valor presente total para diferentes níveis de penetração de VE, SFV e SAE.

Portanto, é possível concluir que o aumento da penetração de VE implica em maiores custos para a distribuidora. Por outro lado, a integração de baterias promove a redução dos custos para baixos níveis de penetração. Isso ocorre devido a capacidade dos SAEs de armazenar o excedente da geração fotovoltaica e de suprir essa energia em momentos de maior demanda do sistema. Em virtude desse balanço, os valores de demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão são atenuados devida a redução do carregamento da rede de distribuição. Por outro lado, por efeito da limitação da capacidade de SAE, altos níveis de penetração de SFV apresentam uma redução do benefício financeiro promovido à EDE, uma vez que esses sistemas não são capazes de suportar toda a geração dos SFVs. Dessa maneira, esse fator reverte o comportamento atenuante dos impactos técnicos observados para baixos níveis de penetração.

De posse dos resultados de cada caso de integração de RED, a seção 5.3 discorre sobre uma análise comparativa dos três casos apresentados.

5.3 COMPARAÇÃO DE ESTUDOS DE CASO

Os resultados apresentados na seção 5.2 permitem a identificação dos níveis de penetração que implicam em menores custos ou maiores benefícios financeiros para um caso de integração de RED. Esta seção aborda a comparação dos três diferentes casos de integração de RED, para a determinação do caso mais favorável da perspectiva da distribuidora.

A Figura 5.23 apresenta as curvas de demanda agregada média dos seguintes casos: 1) caso que contenha apenas VE, 2) caso com integração de VE e SFV e, 3) caso que engloba VE, SFV e SAE.

Esse resultado mostra que o caso em que se tem apenas VEs apresenta uma elevação do pico

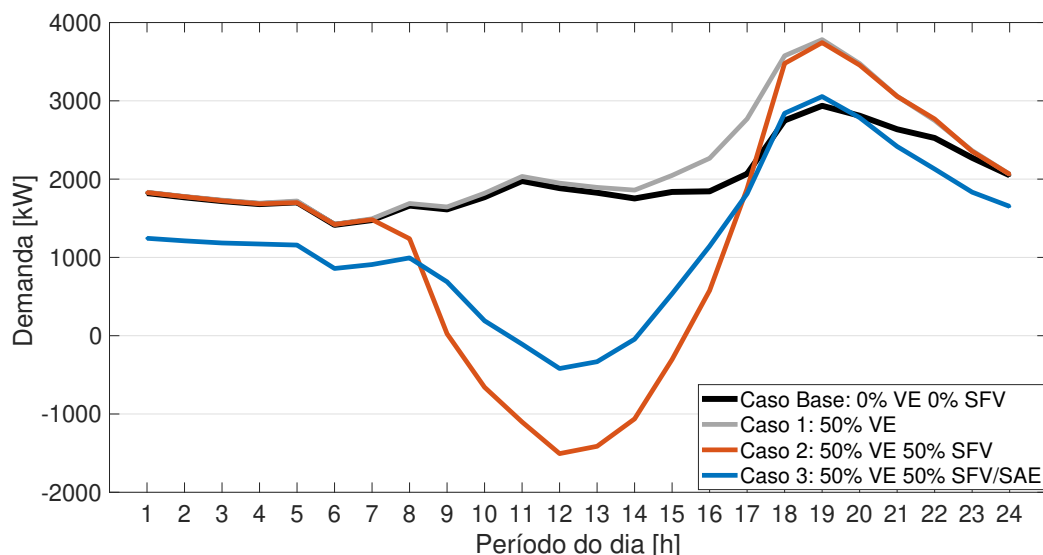


Figura 5.23: Comparação das curvas de demanda agregada média para casos com penetração de VE, VE e SFV e, VE, SFV e SAE.

de demanda observado em torno das 19h. Esse mesmo efeito é também constatado no segundo caso. Além disso, para o caso 2, nota-se a redução da demanda média somente em intervalos em que a geração fotovoltaica se faz presente. Por fim, o terceiro caso apresenta uma redução do valor líquido da demanda média do alimentador para todos os instantes do dia em que não contenham geração fotovoltaica. A estratégia de autoconsumo adotada para o controle dos SAEs aciona o modo de descarga em momentos em que a geração de SFV encontra-se menor que a demanda da UC ou que seja nula. Dessa forma, a referida UC requer menos potência proveniente da rede, uma vez que seu SAE é capaz de suprir parte do consumo. Por outro lado, em instantes do dia em que a geração fotovoltaica se faz presente, a estratégia de autoconsumo aciona o modo de recarga das baterias. Sendo assim, os SAEs presentes no alimentador passam a operar como carga, justificando valores mais elevados de demanda agregada média da rede, que para o caso 2. Esse balanço reduz a magnitude da inversão do fluxo de potência para altos níveis de penetração, resultando em menores impactos técnicos. Desse modo, o caso 3 caracteriza a melhor opção para a distribuidora no âmbito técnico.

A Figura 5.24 exibe as curvas de níveis referentes aos valores esperados do VP total para uma análise comparativa dos impactos financeiros provocados pelos casos em estudo.

O mapeamento dos cenários de penetração apresentados na imagem nos permite identificar regiões em que os valores esperados do VP são positivos. As curvas de níveis zero exibidas na Figura 5.24 correspondem ao conjunto de níveis de penetração que resultam em valores esperados de VP nulos. Desse modo, a região interna delimitada por essas curvas de níveis representa cenários em que se espera obter benefícios financeiros dada a penetração de RED. Para o caso 1, essa região se limita a apenas ao nível zero de penetração, ou seja, a inserção de apenas VE na rede implica somente em custos para EDE. Já para o caso 2, constata-se que 9 dos 100 cenários analisados apresentam valores esperado de VPs positivos. Assim, é possível observar que até 10%

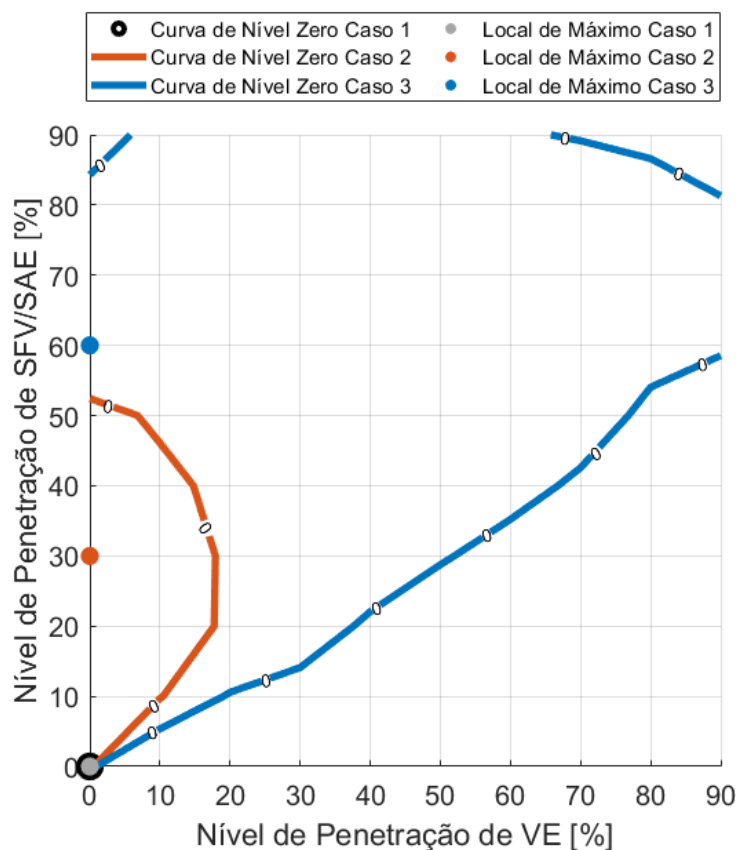


Figura 5.24: Curvas de níveis zero e locais de máximo dos valores esperados de VP total para os casos em estudo.

de penetração de VE, a distribuidora ainda pode verificar uma redução nos custos ao se considerar baixos níveis de penetração de SFV, de 10% a 40%. O terceiro caso contempla uma região mais ampla de cenários com VPs positivos, compreendendo 66 dos 100 cenários de penetração avaliados. Neste caso, é possível inserir até 90% de VEs no sistema e reparar em redução de custos da distribuidora, considerando-se penetrações de SFV e SAE entre 60% e 80%. Assim sendo, o caso 3 se mostra mais favorável, em termos financeiros, por contemplar um maior número de cenários de penetração de RED que promovam redução dos custos da EDE.

Em termos quantitativos, a Figura 5.25 expõe os valores presentes esperados máximos observados em cada caso analisado neste trabalho.

O caso 1 apresenta um valor esperado do VP máximo nulo para 0% de VE, uma vez que para todos os demais cenários de penetração de VE essa variável é negativa conforme apresentado na Figura 5.8. O segundo caso exibe um valor esperado positivo de R\$ 347.086,16 com um erro de R\$ 17.674,26, para o cenário de 0% de VE e 30% de SFV. Seu valor é majoritariamente composto pela componente de perdas, adicionado a R\$ 5.538,59 referente à componente de demanda e apenas R\$ 562,39 correspondente à parcela de tensão. O terceiro caso também é composto principalmente pela componente de perdas técnicas. Essa parcela corresponde a R\$ 970.769,57, que em conjunto com a componente de demanda equivalente a R\$ 240.176,74 e a componente negativa de tensão de R\$ -57,90, resulta no VP esperado total de R\$ 1.210.888,41 e um desvio

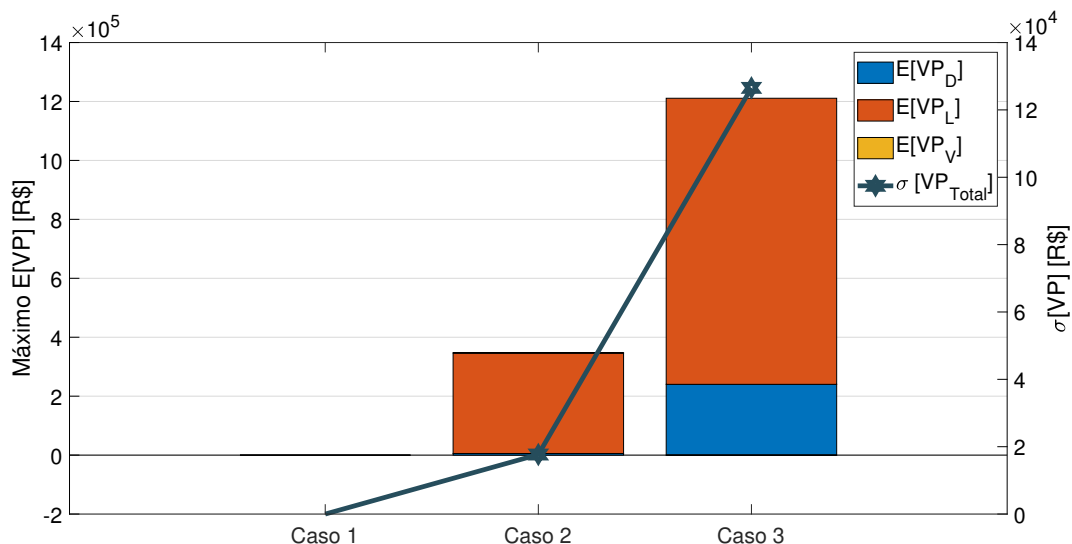


Figura 5.25: Máximo dos valores esperados dos VP para os casos estudados.

padrão de R\$ 126.540,37. O valor máximo observado no caso 3 ocorre para o cenário de penetração de 0% de VE e 60% de SFV e SAE. A componente relativa à violação de níveis de tensão, embora existente em todos os casos, representa valores significativamente baixos se comparados com a grandeza das demais componentes. Do resultado exposto é possível inferir que, quantitativamente, o terceiro caso também constitui o cenário mais favorável de integração de RED na perspectiva da EDE.

5.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou os resultados da aplicação da metodologia para identificação de impactos técnicos em sistemas de distribuição e dos seus consequentes impactos financeiros dada a integração de RED. Foi possível constatar que o ascrécimo da penetração de VE provoca aumento dos níveis de demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão no alimentador residencial. No entanto, a integração de RED, como SFV e SAE, se mostraram uma alternativa vantajosa para atenuar os efeitos negativos causados pela recarga de VEs através da rede. Por fim, verificou-se que o caso mais favorável com base na perspectiva da distribuidora representa o caso com integração conjunta de VE, SFV e SAE.

6 CONCLUSÕES

Este trabalho propôs um método probabilístico de identificação de impactos técnicos e financeiros causados pela integração de VE, SFV e SAE sob a ótica da distribuidora. Esse método foi elaborado para a análise de alimentadores de distribuição com base em dados reais de parâmetros de rede e de consumo. Para representar a incerteza envolvendo a demanda de VE em cenários de recarga não controlada, foram empregadas variáveis aleatórias na determinação do instante inicial de recarga e na obtenção da energia demandada pelo veículo. Os VEs foram alocados tanto em UCs residenciais como em UCs comerciais. Esse estudo considerou ainda VEs com diferentes especificações técnicas (autonomia e potência máxima de recarga). Para a obtenção da potência fotovoltaica gerada, foram empregados dados meteorológicos reais. Os SAEs foram dimensionados com base no consumo médio diário de cada UC e o controle de estado de recarga foi definido com base na estratégia de autoconsumo. O método de Monte Carlo foi empregado para a análise probabilística na identificação dos impactos técnicos ao se considerar diversos dias do ano e diferentes posicionamentos de RED. A análise financeira contou com a utilização de dados reais de custos do setor elétrico no processo de monetização dos impactos técnicos. Como resultado, a análise financeira gerou uma distribuição de variáveis de custo, corrigidas ao valor presente (VP), de onde foi possível extrair o valor esperado e o desvio padrão do custo total provocado pela integração de RED em um sistema de distribuição, avaliado por nível de penetração.

A metodologia proposta foi aplicada em um alimentador real de 2616 barras e 920 UCs. Os resultados mostraram que para o caso com apenas VEs conectados à rede, a recarga não controlada provoca o aumento da demanda de pico, das perdas técnicas e das transgressões de níveis adequados de tensão no sistema de distribuição residencial avaliado. Consequentemente, foram observadas que essas variações nas grandezas técnicas da rede implicaram no aumento de custos da distribuidora. Para 50% de nível de penetração de VE, a demanda de pico do sistema aumenta em 766 kW, as perdas técnicas aumentam em 474 kWh, e observa-se uma média de 1% de acréscimo de violação dos níveis de tensão no alimentador. Da análise financeira, pode-se observar que para esse mesmo nível de penetração, o valor esperado do custo aumentou em aproximadamente um milhão de reais, considerando-se um desvio padrão de R\$ 39.985. Esse aumento nos custos da distribuidora são repassados aos consumidores a cada revisão tarifária. Portanto, o impacto financeiro provocado pela integração de VE afetaria, não somente os proprietários de VEs, mas também, todos os demais consumidores.

A integração de outros RED, no entanto, promoveu a atenuação dos impactos causados por VEs. Para 10% de VEs, a integração de 30% de penetração de SFV foi capaz de reduzir os gastos em aproximadamente R\$ 153.804,27. Por outro lado, ao se integrar SFV e SAE conjuntamente, essa redução de custos foi intensificada. O caso com integração de VE, SFV e SAE provocou uma redução de R\$ 768.503,65 para o mesmo cenário de penetração mencionado anteriormente. Para esse mesmo caso de 30% de SFV e SAE, foi possível notar uma economia da EDE até mesmo

para o pior cenário de 90% de VE. Neste caso, a redução no valor esperado dos custos foi de R\$ 85.335,77.

A análise técnico-financeira desenvolvida neste trabalho permite concluir que para o alimentador avaliado, o melhor caso consistiu no cenário com a presença de VE, SFV e SAE. Esse caso propiciou um benefício financeiro para a distribuidora decorrente da redução de custos para 66 dos 100 diferentes cenários de penetração avaliados. Cabe destacar a existência da redução de custos até mesmo para cenários com 90% de VEs ao se integrar de 60% a 80% de SFV e SAE. Isso se deve à atenuação do aumento da demanda causada pela recarga não controlada de VEs, promovida pelo serviço de armazenamento de energia das UCs que contenham geração fotovoltaica. Em contrapartida, o caso em que se avaliou apenas a integração de VE e SFV acarretou redução dos custos pela perspectiva da distribuidora em apenas 9 cenários de penetração dos 100 analisados.

Para trabalhos futuros sugere-se a avaliação do impacto técnico-financeiro em todos os possíveis tipos de alimentadores de uma EDE. Adicionalmente, indica-se a execução de uma análise de cenários de recarga controlado que promovam serviço de V2G. Esse serviço tem o potencial de promover redução dos custos operacionais provocados pela demanda de recarga de VEs sem a necessidade de integração de outros RED. Cabe mencionar que a análise financeira proposta neste trabalho poderia ser adaptada para uma análise econômica considerando também a perspectiva do consumidor. A avaliação da mudança no consumo das UCs provocada por REDs e seu efeito na despesa dos consumidores com base na tarifa, sinalizaria quais cenários promoveriam benefícios para os clientes atendidos pelas EDEs. Além disso, a incorporação de um estudo de viabilidade econômica da instalação de RED enriqueceria o trabalho. Por fim, uma análise ambiental em função da integração de RED também simbolizaria um importante passo rumo à meta de descarbonização global levantada na seção 1.1.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ENERGY, U. D. of. Alternative fuels data center. 2021. Accessed: 2021-10-04. Disponível em: <https://afdc.energy.gov/vehicles/electric_basics_ev.html>.

DELTRIX. *EV Charging Modes*. 2021. Accessed: 2021-10-04. Disponível em: <<https://deltrixchargers.com/about-emobility/charging-modes>>.

RADATZ, P.; ROCHA, C.; SUNDERMAN, W.; RYNLANDER, M.; PEPPANEN, J. Opendss pvsystem and invcontrol elementmodels. 2020.

SPRAKE, D.; VAGAPOV, Y.; LUPIN, S.; ANUCHIN, A. Housing estate energy storage feasibility for a 2050 scenario. In: . [S.l.: s.n.], 2017.

ROCHA, C.; PEPPANEN, J.; RADATZ, P.; RYLANDER, M.; DUGAN, R. Storage element. Electric Power Research Institute, 2020.

SOUZA, L. S. d. O. Análise dos impactos decorrentes da integração de veículos elétricos em uma rede de distribuição. In: . [S.l.: s.n.], 2020.

HOMERENERGY. *PV Temperature Coefficient of Power*. 2021. Accessed: 2021-10-13. Disponível em: <https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/pv_temperature_coefficient_of_power.html>.

CHARGEHUB. *Find Out the most Optimal Charging Solution for your Home According to the Electric Vehicle you Drive*. 2021. Accessed: 2021-10-04. Disponível em: <<https://chargehub.com/en/find-the-right-charging-station-power.html>>.

TAMIZHMANI, G.; JI, L.; TANG, Y.; PETACCI, L.; OSTERWALD, C. Photovoltaic module thermal/wind performance: Long-term monitoring and model development for energy rating. *NCPV and Solar Program Review Meeting*, 01 2003.

IEA. *Net Zero by 2050: A roadmap for the global energy sector*. [S.l.], 2021. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>>.

OMS. *Poluição do Ar Ambiente*. [S.l.], 2020. Disponível em: <<https://www.who.int/data/gho/data/themes/air-pollution/ambient-air-pollution>>.

UNFCCC. *Paris Agreement*. 2015. Disponível em: <https://treaties.un.org/pages/ViewDetails.aspx?src=TREATY&mtdsg_no=XXVII-7-d&chapter=27&clang=_en>.

ONU. *The Paris Agreement*. 2021. Acessado: 2021-10-04. Disponível em: <<https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>>.

IEA. *Greenhouse Gas Emissions from Energy: Overview*. 2021. Accessed: 2021-10-18. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/greenhouse-gas-emissions-from-energy-overview>>.

EPA. *All-Electric Vehicles*. 2021. Acessado: 2021-10-18. Disponível em: <<https://www.fueleconomy.gov/feg/evtech.shtml>>.

IEA. *Global EV Outlook 2020*. [S.l.], 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1787/d394399e-en>>.

SILVA, E. C. da; MELGAR-DOMINGUEZ, O. D.; ROMERO, R. Simultaneous distributed generation and electric vehicles hosting capacity assessment in electric distribution systems. *IEEE Access*, v. 9, p. 110927–110939, 2021.

QUIROS-TORTOS, J.; OCHOA, L.; NAVARRO-ESPINOSA, A.; GILLIE, M.; HARTSHORN, R. Probabilistic impact assessment of ev charging on residential uk lv networks. In: . [S.l.: s.n.], 2015.

EPE. *Eletromobilidade e Biocombustíveis Documento*: Documento de apoio ao pne 2050. [S.l.], 2018. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>>.

ABAS, A. E. P.; YONG, J.; MAHLIA, T. M. I.; HANNAN, M. A. Techno-economic analysis and environmental impact of electric vehicle. *IEEE Access*, v. 7, p. 98565–98578, 2019.

DUBEY, A.; SANTOSO, S. Electric vehicle charging on residential distribution systems: Impacts and mitigations. *IEEE Access*, v. 3, p. 1871–1893, 2015.

CORIA, G. E.; PENIZZOTTO, F.; ROMERO, A. Probabilistic analysis of impacts on distribution networks due to the connection of diverse models of plug-in electric vehicles. *IEEE Latin America Transactions*, v. 18, n. 12, p. 2063–2072, 2020.

KOYANAGI, F.; INUZUKA, T.; URIU, Y.; YOKOYAMA, R. Monte carlo simulation on the demand impact by quick chargers for electric vehicles. In: *1999 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.99CH36364)*. [S.l.: s.n.], 1999. v. 2, p. 1031–1036 vol.2.

PUTRUS, G. A.; SUWANAPINGKARL, P.; JOHNSTON, D.; BENTLEY, E. C.; NARAYANA, M. Impact of electric vehicles on power distribution networks. In: *2009 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference*. [S.l.: s.n.], 2009. p. 827–831.

BOULANGER, A. G.; CHU, A. C.; MAXX, S.; WALTZ, D. L. Vehicle electrification: Status and issues. *Proceedings of the IEEE*, v. 99, n. 6, p. 1116–1138, 2011.

WU, Q.; NIELSEN, A. H.; ØSTERGAARD, J.; CHA, S. T.; DING, Y. Impact study of electric vehicle (ev) integration on medium voltage (mv) grids. In: *2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–7.

CALEARO, L.; THINGVAD, A.; SUZUKI, K.; MARINELLI, M. Grid loading due to ev charging profiles based on pseudo-real driving pattern and user behavior. *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, v. 5, n. 3, p. 683–694, 2019.

HES, S.; KULA, J.; SVEC, J. Analysis of smart technical measures impacts on der and ev hosting capacity increase in lv and mv grids in the czech republic in terms of european project interflex. In: *2019 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–6.

BOSAK, A.; BOSAK, A.; KULAKOVSKYI, L.; OBORONOV, T. Impact of ev chargers on total harmonic distortion in the distribution system network. In: *2019 IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 329–333.

BAEK, D.; CHANG, N. Runtime power management of battery electric vehicles for extended range with consideration of driving time. *IEEE Transactions on Very Large Scale Integration (VLSI) Systems*, v. 27, n. 3, p. 549–559, 2019.

VAGROPOULOS, S. I.; BALASKAS, G. A.; BAKIRTZIS, A. G. An investigation of plug-in electric vehicle charging impact on power systems scheduling and energy costs. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 32, n. 3, p. 1902–1912, 2017.

AFFONSO, C. d. M.; KEZUNOVIC, M. Technical and economic impact of pv-bess charging station on transformer life: A case study. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 10, n. 4, p. 4683–4692, 2019.

VELDMAN, E.; VERZIILBERGH, R. A. Distribution grid impacts of smart electric vehicle charging from different perspectives. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 6, n. 1, p. 333–342, 2015.

- HABIB, S.; KHAN, M. M.; ABBAS, F.; SANG, L.; SHAHID, M. U.; TANG, H. A comprehensive study of implemented international standards, technical challenges, impacts and prospects for electric vehicles. *IEEE Access*, v. 6, p. 13866–13890, 2018.
- NI, X.; LO, K. L. A methodology to model daily charging load in the ev charging stations based on monte carlo simulation. In: *2020 International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies (ICSGCE)*. [S.l.: s.n.], 2020. p. 125–130.
- AHMED, S. A.; HUANG, Q.; AMIN, W.; AFZAL, M. Cost-effective energy management system in prosumer based electricity market. In: *IEEE. 2020 International Conference on Smart Grids and Energy Systems (SGES)*. [S.l.], 2020. p. 181–185.
- WANG, T.; O'NEILL, D.; KAMATH, H. Dynamic control and optimization of distributed energy resources in a microgrid. *IEEE transactions on smart grid*, IEEE, v. 6, n. 6, p. 2884–2894, 2015.
- LIN, C.-C.; DENG, D.-J.; KUO, C.-C.; LIANG, Y.-L. Optimal charging control of energy storage and electric vehicle of an individual in the internet of energy with energy trading. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, v. 14, n. 6, p. 2570–2578, 2018.
- MAHMUD, K.; HOSSAIN, M. J.; TOWN, G. E. Peak-load reduction by coordinated response of photovoltaics, battery storage, and electric vehicles. *IEEE Access*, v. 6, p. 29353–29365, 2018.
- CHIHOTA, M. J.; BEKKER, B. New planning principles for distribution networks with penetration of distributed energy resources. In: *2020 6th IEEE International Energy Conference (ENERGYCon)*. [S.l.: s.n.], 2020. p. 643–648.
- YUSUF, J.; ULA, S. A comprehensive optimization solution for buildings with distributed energy resources and v2g operation in smart grid applications. In: *IEEE. 2020 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*. [S.l.], 2020. p. 1–5.
- ARIAS, N. B.; HASHEMI, S.; ANDERSEN, P. B.; TRÆHOLT, C.; ROMERO, R. Distribution system services provided by electric vehicles: Recent status, challenges, and future prospects. *IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems*, v. 20, n. 12, p. 4277–4296, 2019.
- SUN, X.; LI, Z.; WANG, X.; LI, C. Technology development of electric vehicles: A review. *Energies*, v. 13, n. 1, 2020. ISSN 1996-1073. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/13/1/90>>.
- MUTHUKUMAR, M.; RENGARAJAN, N.; VELLIYANGIRI, B.; OMPRAKAS, M.; ROHIT, C.; Kartheek Raja, U. The development of fuel cell electric vehicles – a review. *Materials Today: Proceedings*, v. 45, p. 1181–1187, 2021. ISSN 2214-7853. International Conference on Advances in Materials Research - 2019. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214785320324615>>.
- MANIVANNAN; KALEESWARAN. Solar powered electric vehicle. In: *2016 First International Conference on Sustainable Green Buildings and Communities (SGBC)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–4.
- UN-NOOR, F.; PADMANABAN, S.; MIHET-POPA, L.; MOLLAH, M. N.; HOSSAIN, E. A comprehensive study of key electric vehicle (ev) components, technologies, challenges, impacts, and future direction of development. *Energies*, v. 10, n. 8, 2017. ISSN 1996-1073. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/10/8/1217>>.
- LEE, H.; CLARK, A. Charging the future: Challenges and opportunities for electric vehicle adoption. *Alternative Transport Fuels eJournal*, 2018.
- NREL. Plug-in electric vehicle handbook for public charging station hosts. 2012.

IEC. *Electric vehicle conductive charging system - Part 1: General requirements*. [S.l.], 2017. Disponível em: <<https://webstore.iec.ch/publication/33644#additionalinfo>>.

IEC. *Electric vehicle conductive charging system - Part 21-1 Electric vehicle on-board charger EMC requirements for conductive connection to AC/DC supply*. [S.l.], 2017. Disponível em: <<https://webstore.iec.ch/publication/32045>>.

IEC. *Electric vehicle conductive charging system - Part 21-2: Electric vehicle requirements for conductive connection to an AC/DC supply - EMC requirements for off board electric vehicle charging systems*. [S.l.], 2018. Disponível em: <<https://webstore.iec.ch/publication/31282>>.

IEC. *EPlugs, socket-outlets, vehicle connectors and vehicle inlets - Conductive charging of electric vehicles - Part 1: General requirements*. [S.l.], 2014. Disponível em: <<https://webstore.iec.ch/publication/6582>>.

IEC. *Plugs, socket-outlets, vehicle connectors and vehicle inlets - Conductive charging of electric vehicles - Part 2: Dimensional compatibility and interchangeability requirements for a.c. pin and contact-tube accessories*. [S.l.], 2016. Disponível em: <<https://webstore.iec.ch/publication/24204>>.

IEC. *Plugs, socket-outlets, vehicle connectors and vehicle inlets - Conductive charging of electric vehicles - Part 3: Dimensional compatibility and interchangeability requirements for d.c. and a.c./d.c. pin and contact-tube vehicle couplers*. [S.l.], 2014. Disponível em: <<https://webstore.iec.ch/publication/6584>>.

ANEEL. *Resolução Normativa nº 819/2018*. [S.l.], 2018. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2018819.pdf>>.

NEAGOE-ŞTEFANA, A. G.; NEAGOE, A. C.; MANDIŞ, A. C. Impact of charging electric vehicles in residential grid on the power losses and voltage plan. In: *2014 International Symposium on Fundamentals of Electrical Engineering (ISFEE)*. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–4.

BAHRAMI, A. *EV Charging Definitions, Modes, Levels, Communication Protocols and Applied Standards*. 2020.

HOWELL, D.; BOYD, S.; CUNNINGHAM, B.; GILLARD, S.; SLEZAK, L.; AHMED, S.; BLOOM, I.; BURNHAM, A.; HARDY, K.; JANSEN, A.; NELSON, P.; ROBERTSON, D.; STEPHENS, T.; VIJAYAGOPAL, R.; CARLSON, R.; DIAS, F.; DUFEK, E.; MICHELbacher, C.; MOHANPURKAR, M.; ZHANG, J. *Enabling Extreme Fast Charging: A Technology Gap Assessment*. 2017.

DESREVEAUX, A.; HITTINGER, E.; BOUSCAYROL, A.; CASTEX, E.; SIRBU, G. M. Techno-economic comparison of total cost of ownership of electric and diesel vehicles. *IEEE Access*, v. 8, p. 195752–195762, 2020.

GONDER, J.; BROOKER, A.; WOOD, E.; MONIOT, M. *Future Automotive Systems Technology Simulator (FASTSim) Validation Report*. [S.l.], 2018. Disponível em: <www.nrel.gov/publications>.

HU, J.; YOU, S.; LIND, M.; ØSTERGAARD, J. Coordinated charging of electric vehicles for congestion prevention in the distribution grid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 5, n. 2, p. 703–711, 2014.

ZHOU, K.; CHENG, L.; WEN, L.; LU, X.; DING, T. A coordinated charging scheduling method for electric vehicles considering different charging demands. *Energy*, v. 213, p. 118882, 2020. ISSN 0360-5442. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544220319897>>.

Shariful Islam, M.; MITHULANANTHAN, N.; Quoc Hung, D. Coordinated ev charging for correlated ev and grid loads and pv output using a novel, correlated, probabilistic model. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, v. 104, p. 335–348, 2019. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061518307300>>.

- KOUNDINYA, N. S.; VIGNESH, S.; NARAYANAN, K.; SHARMA, G.; SENJYU, T. Voltage stability analysis of distribution systems in the presence of electric vehicle charging stations with uncoordinated charging scheme. In: *2020 International Conference on Smart Grids and Energy Systems (SGES)*. [S.l.: s.n.], 2020. p. 303–308.
- SHAYANI, R. A. *Método para determinação do limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em redes radiais de distribuição*. 186 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade de Brasília, Brasília, 2011.
- ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 8 – qualidade da energia elétrica*. [S.l.], 2021. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/modulo-8>>.
- ABSOLAR. *Energia Solar Fotovoltaica: Panorama, Oportunidades e Desafios*. [S.l.], 2019. Accessed: 2021-10-12. Disponível em: <<https://www.gov.br/agricultura/pt-br/assuntos/camaras-setoriais-tematicas/documentos/camaras-setoriais/leite-e-derivados/2019/57a-ro/tributacao-sobre-energia-solar.pdf>>.
- 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.
- MASTERS, G. M. *Renewable and efficient electric power systems*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2013.
- ANEEL. *Resolução Normativa nº 482/2012*. [S.l.], 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>.
- NETO, D. P. *Processo de otimização aplicada à análise de risco de investimento em geração de energia elétrica com fontes renováveis*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Goiás, 2017. Disponível em: <<http://repositorio.bc.ufg.br/tede/handle/tede/7793>>.
- ABDI, H.; MOHAMMADI-IVATLOO, B.; JAVADI, S.; KHODAEI, A. R.; DEHNAVI, E. Chapter 7 - energy storage systems. In: GHAREHPETIAN, G.; Mousavi Agah, S. M. (Ed.). *Distributed Generation Systems*. Butterworth-Heinemann, 2017. p. 333–368. ISBN 978-0-12-804208-3. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128042083000078>>.
- ODUKOMAIYA, A.; ABU-HEIBA, A.; BEKKER, B. The value of behind-the-meter energy storage for buildings: A case study on a university building in south africa. In: *2018 IEEE PES/IAS PowerAfrica*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 640–645.
- FERC. *Electric Storage Participation in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators*. [S.l.], 2018. Disponível em: <<https://www.ferc.gov/media/order-no-841>>.
- FERC. *Participation of Distributed Energy Resource Aggregations in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators*. [S.l.], 2020. Disponível em: <<https://www.ferc.gov/media/ferc-order-no-2222-fact-sheet>>.
- JIMÉNEZ, D.; ORTIZ-VILLALBA, D.; PEREZ, A.; ORCHARD, M. E. Lithium-ion battery degradation assessment in microgrids. In: *2018 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–6.
- ROSEWATER, D. M.; COPP, D. A.; NGUYEN, T. A.; BYRNE, R. H.; SANTOSO, S. Battery energy storage models for optimal control. *IEEE Access*, v. 7, p. 178357–178391, 2019.
- REIMUTH, A.; PRASCH, M.; LOCHERER, V.; DANNER, M.; MAUSER, W. Influence of different battery charging strategies on residual grid power flows and self-consumption rates at regional scale. *Applied Energy*, v. 238, p. 572–581, 2019. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261919301084>>.

- NIU, J.; CONWAY, B. E.; PELL, W. G. Comparative studies of self-discharge by potential decay and float-current measurements at a double-layer capacitor and battery electrodes. *Journal of Power Sources*, v. 135, n. 1, p. 332–343, 2004. ISSN 0378-7753. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775304004860>>.
- ANEEL. Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – prodist: Módulo 3 – acesso ao sistema de distribuição. 2017. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/modulo-3>>.
- ANEEL. Resolução normativa aneel nº 479. 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012479.pdf>>.
- ANEEL. Resolução normativa aneel nº 559. 2013.
- HAGHDADI, N.; BRUCE, A.; MACGILL, I.; PASSEY, R. Impact of distributed photovoltaic systems on zone substation peak demand. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 9, n. 2, p. 621–629, 2018.
- KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. de; ROBBA, E. J. *Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica*. 1ª. ed. São Paulo: Edgard Blücher, 2005. ISBN 85-212-0355-1.
- PALOMINO, A.; PARVANIA, M. Data-driven risk analysis of joint electric vehicle and solar operation in distribution networks. *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, v. 7, p. 141–150, 2020.
- ANEEL. *Perdas de Energia Elétrica na Distribuição*. [S.l.], 2019. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/documents/654800/18766993>>.
- USMAN, M.; BIGNUCOLO, F.; TURRI, R.; CERRETTI, A. Power losses management in low voltage active distribution networks. In: *2017 52nd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–6.
- REZAEI, S.; FARJAH, E.; KHORRAMDEL, B. Probabilistic analysis of plug-in electric vehicles impact on electrical grid through homes and parking lots. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 4, n. 4, p. 1024–1033, 2013.
- LIU, Y.; QIN, W.; HAN, X.; WANG, P.; WANG, Y.; WANG, L.; LI, F. Distribution network voltage control by active power/reactive power injection from pv inverters. In: *2018 13th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA)*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 543–547.
- ADEFARATI, T.; BANSAL, R. Integration of renewable distributed generators into the distribution system: a review. *IET Renewable Power Generation*, IET, v. 10, n. 7, p. 873–884, 2016.
- TORQUATO, R.; TRINDADE, F. C. L.; FREITAS, W.; HAX, G. R. T.; ARIOLI, V. T. Comparative study of the harmonic impact of different plug-in electric vehicles and charging stations — a brazilian case study. In: *2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 611–616.
- WANG, N.; WANG, C.; NIU, Y.; YANG, M.; YU, Y. A two-stage charging facilities planning method for electric vehicle sharing systems. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 57, n. 1, p. 149–157, 2021.
- IBGE. *Atlas do censo demográfico 2010*. [S.l.]: IBGE, 2013. 156 p.
- ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 7– cálculo de perdas na distribuição*. [S.l.], 2018. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/modulo-7>>.
- CEB. *Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Secundária a Unidades Consumidoras Individuais e Agrupadas*. [S.l.], 2014.

WHITE, A. *12 Best-Selling Electric Vehicles of 2021 (So Far)*. 2021. Accessed: 2021-10-04. Disponível em: <<https://www.caranddriver.com/features/g36278968/best-selling-evs-of-2021/>>.

HURLBUT, D. J.; MCLAREN, J. A.; KOEBRICH, S.; WILLIAMS, J.; CHEN, E. I. Electric vehicle charging implications for utility ratemaking in colorado. 3 2019. Disponível em: <<https://www.osti.gov/biblio/1503821>>.

JIA, L.; HU, Z.; LIANG, W.; LANG, W.; SONG, Y. A novel approach for urban electric vehicle charging facility planning considering combination of slow and fast charging. In: *2014 International Conference on Power System Technology*. [S.l.: s.n.], 2014. p. 3354–3360.

BHAVANI, M.; Vijaybhaskar Reddy, K.; MAHESH, K.; SARAVANAN, S. Impact of variation of solar irradiance and temperature on the inverter output for grid connected photo voltaic (pv) system at different climate conditions. *Materials Today: Proceedings*, 2021. ISSN 2214-7853. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214785321044758>>.

SARK, W. van; REICH, N.; MÜLLER, B.; ARMBRUSTER, A.; KIEFER, K.; REISE, C. Review of pv performance ratio development. In: . [S.l.: s.n.], 2012.

VIEIRA, D. *Método Para Determinação Do Tipo De Incentivo Regulatório À Geração Distribuída Solar Fotovoltaica Que Potencializa Seus Benefícios Técnicos Na Rede*. 181 p. Tese (Doutorado) — Universidade de Brasília, 2016.