

DM: 25/2022



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Fernando Duarte Brito

**Avaliação Probabilística da Capacidade de
Hospedagem Combinada de Microgeradores
Fotovoltaicos e Veículos Elétricos em Redes de
Distribuição de Baixa Tensão Considerando o
Efeito do Controle Volt-Var: Um Estudo de Caso**

Belém

2022

Fernando Duarte Brito

**Avaliação Probabilística da Capacidade de Hospedagem
Combinada de Microgeradores Fotovoltaicos e Veículos
Elétricos em Redes de Distribuição de Baixa Tensão
Considerando o Efeito do Controle Volt-Var: Um Estudo
de Caso**

Dissertação apresentada a Banca Examinadora do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Instituto de Tecnologia como requisito para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Universidade Federal do Pará

Orientador: João Paulo Abreu Vieira

Belém
2022

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP) de acordo com ISBD
Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal do Pará
Gerada automaticamente pelo módulo Ficat, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

B862a Brito, Fernando Duarte.
Avaliação Probabilística da Capacidade de Hospedagem
Combinada de Microgeradores Fotovoltaicos e Veículos Elétricos
em Redes de Distribuição de Baixa Tensão Considerando o Efeito
do Controle Volt-Var: Um Estudo de Caso / Fernando Duarte Brito.
— 2022.
83 f. : il. color.

Orientador(a): Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira
Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Pará,
Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, Belém, 2022.

1. Veículos elétricos. 2. Geração fotovoltaica. 3. Controle
Volt-Var. 4. Método de Monte Carlo. 5. Capacidade de
hospedagem. I. Título.

CDD 333.794

Fernando Duarte Brito

**Avaliação Probabilística da Capacidade de Hospedagem
Combinada de Microgeradores Fotovoltaicos e Veículos
Elétricos em Redes de Distribuição de Baixa Tensão
Considerando o Efeito do Controle Volt-Var: Um Estudo
de Caso**

Dissertação apresentada a Banca Examinadora do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Instituto de Tecnologia como requisito para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Conceito: _____

Belém, 1 de janeiro de 2022.

BANCA EXAMINADORA

João Paulo Abreu Vieira - Orientador
UFPA

Carolina de Mattos Affonso
UFPA

Miguel Moreto
UFSC

Dedico esta conquista à minha mãe.

Agradecimentos

A Deus, por seu amor, pela ajuda a ultrapassar obstáculos dos quais não via solução. Agradeço profundamente por sua humildade e preocupo-me apenas em tentar sempre estar ao seu lado, em vista que está sempre certo.

Ao senhor professor Dr. João Paulo Abreu Vieira, por sua orientação neste trabalho. Sua assistência não foi só fundamental para conclusão desta dissertação, mas, sua perícia, paciência e ajuda viabilizaram meu caminho ao aprendizado e inspiraram dedicação em momentos de fadiga.

Também agradecimentos ao programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica (PPGEE), ao Instituto de Tecnologia (ITEC) e a Universidade Federal do Pará (UFPA), pela oportunidade para desenvolvimento desta pesquisa.

"Não fui eu que ordenei a você ? Seja forte e corajoso ! Não se apavore nem desanime, pois o Senhor, o seu Deus, estará com você por onde você andar".

Josué 1:9

“...seja firme e forte.”
(Mãe)

Resumo

Este trabalho apresenta uma metodologia de avaliação probabilística da capacidade de hospedagem conjunta de microgeradores fotovoltaicos (FVs) e veículos elétricos (VEs) em uma rede de distribuição de baixa tensão considerando a ação local do controle Volt-VAr nos inversores FVs e nos carregadores de VEs. A metodologia proposta baseia-se no método de Monte Carlo considerando as incertezas da microgeração FV e da recarga de VEs. As variáveis estocásticas correspondem ao local de instalação, comportamento dos usuários de VEs, consumo residencial, aspectos de dimensionamento da microgeração FV e aspectos regulatórios. Os experimentos são implementados em Python e OpenDSS via interface DLL. Dois cenários de experimentos são propostos e destes, os resultados são analisados de forma estatística através de diagramas de caixa ou *boxplots*. A seguir, os parâmetros de nível de tensão, desequilíbrio de tensão e carregamento do transformador são analisados para definição da capacidade de hospedagem individual e conjunta. Além disso, um estudo complementar a respeito das perdas técnicas é apresentado. Por fim, a inserção do controle Volt-VAr demonstra-se efetivo para aumentar a capacidade de hospedagem conjunta das tecnologias emergentes.

Palavras-chave: Veículos elétricos; geração fotovoltaica; controle Volt-Var; método de Monte Carlo; capacidade de hospedagem.

Abstract

This case study presents a methodology for probabilistic assessment of the combined hosting capacity (HC) of photovoltaic (PV) microgenerators and electric vehicles (EV) in low-voltage (LV) distribution networks considering local Volt-VAr control of both PV inverters and EV charging. The proposed methodology is based on the Monte Carlo method considering uncertainties associated with PV generation and EV charging. The used stochastic variables are PV location, EV user behavior, residential load profile, PV rated capacity, and regulatory aspects. Tests and simulations have been performed in a real LV distribution network using Python and OpenDSS via DLL interface. The simulation results have been statistically analyzed by boxplots. The following operational variables have been monitored simultaneously: voltage magnitude, voltage unbalance, transformer loading. In addition, a complementary study on the real losses in the LV network is presented. Finally, the simulation results show that the local Volt-VAr control is effective to increase the combined HC of PV and EV charging in LV distribution networks.

Keywords: Electric vehicles; photovoltaic generation; Volt-Var control; Monte Carlo method; hosting capacity.

Lista de ilustrações

Figura 1.	Geração Mundial De Energia Renovável.	30
Figura 2.	Experimento de Becquerel.	31
Figura 3.	Célula Fotovoltaica.	32
Figura 4.	Sistema Básico <i>On-Grid</i>	33
Figura 5.	Diagrama inversor.	34
Figura 6.	Exemplo de inversor, modelo REFUone 3K-2T.	35
Figura 7.	Arquiteturas HEV; a) Paralela; b) Série; c) Serie-paralela	38
Figura 8.	Arquiteturas PHEV; a) Série; b) Paralela; c) Serie-paralela	39
Figura 9.	Arquitetura BEV.	41
Figura 10.	Relação entre essa tensão e potência reativa utilizada no controle Volt-VAr.	48
Figura 11.	Curva de capacidade do inversor.	49
Figura 12.	Sugestão de curva Volt-VAr segundo IEEE 1547.	50
Figura 13.	Modelo PV no OpenDSS.	51
Figura 14.	Modelo Storage no OpenDSS.	53
Figura 15.	Fluxograma da metodologia proposta.	58
Figura 16.	Curva de irradiação solar em dia de céu limpo.	59
Figura 17.	Exemplo de curva de carga residencial.	60
Figura 18.	Exemplos de curva de carga de VE para modo lento.	61
Figura 19.	Diagrama unifilar do circuito CA 746.	63
Figura 20.	Curva Volt-VAr	64
Figura 21.	Nível de tensão na RDBT para distintos níveis de penetração de MFV e BEV.	65
Figura 22.	Carregamento do transformador para distintos níveis de penetração.	66
Figura 23.	Desequilíbrio de tensão para distintos níveis de penetração.	67
Figura 24.	Nível de tensão na RDBT para distintos níveis de penetração de MFV e BEV e controle Volt-VAr.	68
Figura 25.	Carregamento do transformador para distintos níveis de penetração e controle Volt-VAr.	69
Figura 26.	Desequilíbrio de tensão para distintos níveis de penetração e controle Volt-VAr.	69
Figura 27.	Perdas técnicas para distintos níveis de penetração.	70
Figura 28.	Perdas técnicas para distintos níveis de penetração.	71
Figura 29.	Perdas técnicas para distintos níveis de penetração.	71
Figura 30.	Perdas técnicas para distintos níveis de penetração e controle VoltVAr.	72
Figura 31.	Perdas técnicas para distintos níveis de penetração e controle VoltVAr.	72
Figura 32.	Perdas técnicas para distintos níveis de penetração e controle VoltVAr.	73

Lista de tabelas

Tabela 1.	Oferta Nacional de Energia de 2019 à 2021.	30
Tabela 2.	Regime de recarga regular	37
Tabela 3.	Regime de recarga rápida	37
Tabela 4.	Pesquisa de intenção de recarga, USA.	43
Tabela 5.	Definições utilizadas no elemento Invcontrol.	53
Tabela 6.	Definições utilizadas no sistema fotovoltaico.	54
Tabela 7.	Definições utilizadas no elemento Storage.	56

Lista de abreviaturas e siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
a-Si	Silício Amorfo Hidrogenado
BEB	<i>Battery Electric Bus</i>
BEV	<i>Battery Electric Vehicle</i>
CA	Corrente Alternada
CCC	Corrente de Curto Circuito
CC	Corrente Contínua
c-Si	Silício Cristalino
COM	<i>Component Object Model</i>
CVR	<i>Conservation Voltage Reduction</i>
DSS	<i>Distribution System Simulator</i>
DT	Desequilíbrio de Tensão
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FCEV	<i>Fuel Cell Electric Vehicle</i>
GD	Geração Distribuída
GRASP	<i>General Responsibility Assignment Software Patterns</i>
HC	<i>Hosting Capacity</i>
HEV	<i>Hybrid Electric Vehicle</i>
HIT	<i>Heterojunction Intrinsic-layer Technology</i>
IDE	<i>Integrated Development Environment</i>
IP	Índice de Proteção
MATLAB	<i>MATrix LABoratory</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>

MCI	Motor de Combustão Interna
ME	Motor Elétrico
PHEV	<i>Plug-in Hybrid Electric Vehicle</i>
PT	Perda Técnica
QSTS	<i>Quasi-Static Time-Series</i>
SAEB	Sistemas de Armazenamento de Energia a Bateria
SMC	Simulação de Monte Carlo
TCA	Tensão de Circuito Aberto
DSTATCOM	<i>Distribution Static Synchronous Compensator</i>
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
MFV	Microgeração Fotovoltaica
OLTC	<i>On-Load Tap Changer</i>
RDBT	Rede de Distribuição de Baixa Tensão
VE	Veículo Elétrico
V2G	<i>Vehicle-to-grid</i>

Sumário

1	INTRODUÇÃO	20
1.1	Contextualização	20
1.2	Problemática	22
1.3	Revisão Bibliográfica	24
1.4	Objetivos	27
1.5	Organização da Dissertação	28
2	REFERENCIAL TEÓRICO	29
2.1	Geração Fotovoltaica - Uma Visão Geral	29
2.1.1	Sistema Fotovoltaico	31
2.1.2	Conexão à Rede	33
2.1.3	Inversor de Frequência	34
2.2	Veículos Elétricos	36
2.2.1	Veículos elétricos híbridos	38
2.2.2	Veículos elétricos híbridos <i>plug-in</i>	39
2.2.3	Veículos elétricos a bateria	40
2.2.4	Impacto do carregamento de veículos elétricos na rede	42
2.2.5	Perfil de usuário e padrão de recargas	43
2.3	Capacidade de Hospedagem	45
3	CONTROLE VOLT-VAR	47
3.1	Curva de capacidade do inversor	49
3.2	Modelagem no OpenDSS	51
3.2.1	Modelo Fotovoltaico	51
3.2.2	Elemento <i>Storage</i>	52
3.3	OpenDSS	54
3.4	Considerações Finais	56
4	METODOLOGIA	57
4.0.1	Fluxograma do Código	57
4.0.2	Parâmetros da Rede	62
4.0.3	<i>Setup</i> dos Experimentos	63
5	RESULTADOS	65
5.1	Cenário 1	65
5.1.1	Nível de Tensão	65

5.1.2	Carregamento do Transformador	66
5.1.3	Desequilíbrio de Tensão	66
5.1.4	Capacidade de Hospedagem	66
5.2	Cenário 2	67
5.2.1	Nível de Tensão	67
5.2.2	Carregamento do Transformador	67
5.2.3	Desequilíbrio de Tensão	68
5.2.4	Capacidade de Hospedagem	68
5.3	Perdas Técnicas	70
5.3.1	Cenário 1	70
5.3.2	Cenário 2	72
5.3.3	Análise Geral	73
5.4	Considerações Finais	73
6	CONCLUSÃO	75
6.1	Trabalhos Futuros	75
6.2	Publicações	76
	REFERÊNCIAS	77

1 Introdução

1.1 Contextualização

O modelo de geração centralizada ainda é predominante no Brasil. Entretanto, o aumento significativo da capacidade instalada de geração distribuída (GD) no país está promovendo a passos largos o conceito de descentralização da estrutura dos sistemas de energia elétrica. Neste cenário, a geração descentralizada cresceu rapidamente muito em função do barateamento de tecnologias, processos produtivos e pressão internacional pela chamada economia de baixo carbono. Os eventos pandêmicos recentes contribuíram para esta pressão, atribuindo grande foco à gestão de fontes alternativas de geração de energia e otimização de recursos existentes operando em função de um sistema elétrico cada vez mais interligado e autônomo.

A pandemia da COVID-19, iniciada em meados de março de 2020 e agravada em 2021, provocou consequências críticas à economia global. No Brasil, o descontrole da inflação e a desvalorização da moeda aceleraram os preços dos produtos comercializados e serviços prestados ao usuário final. Em destaque, o aumento do preço dos combustíveis fósseis e da tarifa de energia elétrica com o agravante da crise de geração hídrica e aumento de utilização de termoelétricas tem estimulado a procura por alternativas menos onerosas ao orçamento quanto aos custos com transporte e eletricidade.(ONS, 2021);(CNN, 2022).

A aquisição de Veículos Elétricos (VE) e a instalação de Microgeração Fotovoltaica (MFV) em residências ou comércios de pequeno porte vêm se intensificando cada vez mais. Em 2021, a frota nacional de VEs atingiu aproximadamente 84 mil unidades, um crescimento de 54% em comparação ao ano de 2020. A estimativa é de 360 mil unidades de VEs nas ruas em 2026 .(DENATRAN, 2022). A justificativa baseia-se em dois aspectos gerais, o primeiro, a economia financeira, é baseada na oportunidade de suspensão de gastos com energia concessionada vinculada a possibilidade de operar em modo de cogeração; a autossustentabilidade energética é o segundo aspecto, advinda de redução na utilização de combustíveis fósseis e consciência socioambiental relativa a iniciativas para redução de poluentes e preservação ambiental.

Nesta conjuntura, as ditas redes elétricas inteligentes, do inglês *Smart grid*, incorporam VEs a partir de tecnologias que possibilitam a devolução do excedente de energia armazenada de volta à rede, proporcionando controle de variáveis através de otimização de recursos locais. (SAMI et al., 2019). Além da injeção de energia à rede, do inglês *vehicle to grid*, outra variante seria alimentar cargas domésticas quando a energia fornecida pela MFV é menor que a demandada, do inglês *vehicle to home*. (SUNDARARAJAN; IQBAL,

2021).

Essas tecnologias promovem VEs de cargas elétricas a possíveis agentes mitigadores de subtensão e sobretensão, com MFVs podendo corroborar com este efeito. Já na matriz energética nacional, minigeração e microgeração solar em 2021 atingiram a marca de 400 mil unidades instaladas, dobrando o somatório visto no ano anterior, enquanto que a capacidade Instalada passou de 2.746 MW para 3.897 MW. (EPE, 2022a).

No quadro global, a China desponta como principal percursor destas tecnologias, gerando 2.408,7 TWh em 2021 a partir de fontes renováveis, com 330,6 TWh em energia solar. No mesmo período a América Latina gerou 33,9 TWh em energia solar.(EMBER, 2021).

A China também é o país com maior número de VEs, atingindo a marca de 7,8 milhões de unidades no ano de 2021. (IEA, 2022). Há grande interesse no país pela adoção dos VEs, que se dá em função da preocupação de reduzir emissões de agentes gasosos poluentes e de reduzir o consumo de petróleo no transporte urbano.(WANG et al.,);(YANG et al., 2018);(DONG et al., 2016). Em anos anteriores, o país passou por rápido crescimento econômico, seu contingente populacional resultou em poluição do ar urbano com altas emissões de gases poluentes e consequente dependência de derivados do petróleo. Neste âmbito, Jia et al., (2020) investigou a perspectiva futura do transporte público rodoviário e ferroviário movido a energia solar em oposição aos combustíveis fósseis e em função dos benefícios socioeconômicos mais positivos. Esta tendência deve se tornar mais forte em estudos direcionados para esta área.

Os Estados Unidos também possuem grande peso neste cenário; desde 2021 quando o presidente americano Joe Biden assinou ordem executiva estabelecendo meta de vender 50% de carros elétricos até 2030 (IEA, 2021), o mercado automobilístico vem respondendo assertivamente. A fabricante Ford, por exemplo, anunciou taxa de crescimento de 139%, a Volkswagen e a Tesla tiveram taxas de crescimento de 65% e 81%, respectivamente. (WYMAN, 2021). Acredita-se que esta impulsão deu-se em função dos altos preços do barril de petróleo e incentivos fiscais em vista do aumento da inflação após a retomada das atividades industriais pós-pandemia. Também neste período a recente guerra Rússia x Ucrânia elevou o preço do galão que passou de US\$ 2,92 em 2021 para US\$ 4,25 neste ano. Por outro lado, a escassez de alguns matérias, dentre eles o lítio, limitou a capacidade das montadoras em atender demandas existentes. (COHEN, 2022).

1.2 Problemática

O crescimento de aquisições de tecnologias de redução de emissão de carbono é irreversível. A conexão conjunta e massiva de MFVs e VEs tende a causar problemas técnicos às Rede de Distribuição de Baixa Tensão (RDBT). A massiva recarga de VEs pode causar subtensão, sobrecarga em condutores e transformadores, e desequilíbrio de tensão. (SILVA; VIEIRA, 2022). Já a entrada massiva de sistemas fotovoltaicos pode gerar problemas nas RDBTs, tais como sobretensão, sobrecarga em condutores e transformadores, e desequilíbrio de tensão. A MFV pode ainda produzir correntes de fluxo reverso de potência, redução de vida útil de equipamentos de comutação em períodos de transitórios de nuvens .(SUWANAPINGKARL et al., 2020):(NWAIGWE; MUTABILWA; DINTWA, 2019). Mitigar impactos como estes é tema importante para consumidores e concessionárias ao redor do mundo e, também, em vista do mercado em expansão da geração distribuída baseada em fontes renováveis.

Na literatura, a problemática dos impactos dos VEs tem sido abordada em várias publicações. Em Deb et al., (2018), o impacto das recargas das estações de carregamento é analisado detalhadamente, com estudos de índices de confiabilidade para o sistema, potência injetada e perdas econômicas para manutenção da rede de distribuição na condição de regime permanente. Já em Wu et al., (2013), o impacto da integração de recargas de VEs foi estudado no sistema de distribuição de média tensão com foco na avaliação econômica de substituição de transformadores, considerando diferentes cenários de carregamento, estação de recarga, em casa e em horários comuns para recarga dos usuários.

O impacto de carregamento desenfreado de veículos híbridos *plug-in* no que diz respeito ao aumento de demanda de pico pode causar sobrecarga de transformadores secundários e quedas de tensão. (L. ROWE. A., 2009). O estudo realizado em Pinter e Farkas, (2015), verificou o potencial de violação de tensão e carregamento dos elementos da rede durante recargas em uma RDBT considerando pontos de recargas em diferentes áreas do sistema e, ao final expôs o impacto negativo na violação limites regulatórios de tensão da rede. Um estudo sobre os impactos na saúde humana, meio ambiente e econômico focado em combustível e manutenção foi feito em Malmgren, (2016); os resultados foram vinculados a políticas de investimento e estímulo como função da sociedade e ecossistema.

Em Duläfu; Bicäf, (2020), um estudo de caso foi realizado focado nos efeitos no nível de tensão de linha, potência, demanda e perdas técnicas com diferentes níveis de penetração e em regime de carregamento rápido e comum; as simulações foram realizadas sem considerar curva de carga. Quatro cenários foram testados, o primeiro sem controle de horário de recarga, o segundo com controle de horário de recarga (iniciando às 16:00 horas) e, também, com cenários de recarga rápida e recarga regular. Considerou-se que os usuários poderiam recarregar seus veículos elétricos simultaneamente ou a partir de horários diferentes. Para ambos os cenários de recarga, os limites de tensão ficaram dentro

no limite permitido, sofrendo maior redução para a opção de recarga rápida. As perdas técnicas seguiriam mesma dinâmica, com maior tendência quando a energia demandada é maior. Ao comparar o carregamento controlado com o carregamento não controlado, verificou-se que o nível de tensão é maior no modo não controlado enquanto que as perdas também são menores neste cenário.

Os impactos da geração fotovoltaica são bem mais difundidos, as principais dificuldades encontradas estão associadas as etapas de geração de energia em conjunto com incertezas ambientais. O sistema necessariamente depende da irradiação nos painéis para geração de energia, que durante o dia pode variar em acordo com variáveis imprevisíveis associadas ao tempo, temperatura e eficiência de captação. A quantidade também está associada à relação angular em coordenadas horizontal do local e horário. A depender da quantidade de potência gerada, esta dinâmica pode influenciar em subgeração e sobregeração durante o dia, podendo causar instabilidade na rede .(MULENGA, 2015). Também neste âmbito, Belcher et al., (2017) cita problemas com harmônicos gerados a partir da conversão de tensão CC/CA em inversores, introduzindo possivelmente frequências múltiplas de 50 ou 60 Hz e impactando em equipamentos de consumidores pela rede.

Como oposição as problemáticas vindas da inserção de VEs e MFVs em sistemas elétricos pelo mundo, alguns métodos foram sendo propostos; a maioria com foco na qualidade de tensão e mitigação do carregamento térmico. Em Huang; Wu, (2019) e Mouli et al., (2019), por exemplo, a tarifação dinâmica é proposta, Kazerooni et al., (2019) e Pillai et al., (2013) o recabeamento da rede, o Sistemas de Armazenamento de Energia a Bateria (SAEB) Mohamed et al., (2021); Mexis et Al., (2021), coordenação inteligente Li; Azzouz; Hamad, (2021); Su; Lie; Zamora, (2020) e o controle Volt- Watt Zeraati; Golshan; Guerrero, (2019). Os autores de Belcher et al., (2017) citam também como possíveis melhorias aos sistemas solares em geral a previsão de ferramentas mais eficientes na detecção meteorológica e contramedidas de mitigação com armazenando de energia para uso posterior, e também a implantação de usinas em grandes áreas geográficas para minimizar impactos da variabilidade de geração.

1.3 Revisão Bibliográfica

A combinação massiva de inserção de sistemas fotovoltaicos residenciais e VEs em RDBTs pode se tornar um problema para as concessionárias quando a capacidade de hospedagem destas redes for excedida. Em Silva e Vieira, (2022), é proposto uma abordagem estocástica baseada em simulações de Monte Carlo para estimar a capacidade combinada de hospedagem, com intuito de auxiliar no planejamento de risco potencial de violação. Os resultados indicam que os problemas de sobretensão e desequilíbrio de tensão são os fatores mais limitantes para rede, e que os níveis combinados de penetração também devem ser considerados no planejamento de forma a se evitar estimativas equivocadas da capacidade de hospedagem do sistema.

A capacidade de hospedagem pode ser maximizada. Em Ali; Mahmoud; Lehtonen, (2021a), propõe-se uma abordagem estocástica para maximizar a capacidade de hospedagem em sistemas de distribuição. Um esquema de gerenciamento coordenado de dispositivos de controle em sistemas de distribuição é proposto. A natureza estocástica da energia fotovoltaica, cargas e recargas de VEs foram consideradas. O trabalho utilizou vários cenários aplicados no sistema de distribuição IEEE de 69 barras. Os resultados indicam que a abordagem proposta pode maximizar a capacidade de hospedagem de energia fotovoltaica no sistema. Além disso, o esquema proposto faz o gerenciamento de transformadores, inversores fotovoltaicos e veículos elétricos.

Outros trabalhos focam na determinação da capacidade de hospedagem individual para cada tecnologia. Em Kahrobaee e Mehr, (2020), propõe-se uma abordagem também probabilística para determinar o impacto da redução do PV na melhoria da capacidade de hospedagem de um circuito de distribuição. O estudo se utiliza de diferentes níveis de penetração utilizando-se de simulações de Monte Carlo e análise de fluxo de energia em cada iteração. É um estudo que pode fornecer aos planejadores da rede recursos para determinar a capacidade máxima de integração de sistema fotovoltaicos sem exceder os limites operacionais, além de promover a quantidade necessária de redução de PV para mitigar o risco de violação de limites regulatórios para segmentos de um circuito de distribuição.

Já em Rahmani-andebili, (2016), os VEs em conjunto com a MFV, são estudados quando aplicados em estacionamentos que utilizam os painéis também com a função de cobertura para os carros. Neste artigo se estuda a utilização com um sistema de baterias ou sem ele, verificando o custo benefício de investimento dos painéis fotovoltaicos, bateria e carregamento dos VEs com energia gratuita gerada pelos painéis fotovoltaicos. Os resultados indicam que não há benefícios se o estacionamento não estiver conectado ao banco de baterias e que estacionamentos com os painéis fotovoltaicos tendem ao barateamento com o passar do tempo, pois há tendências de redução nos preços de painéis fotovoltaicos e baterias.

Os fluxos reversos de potência vindos da massiva penetração de geração fotovoltaica podem exceder os limites de carga térmica de transformadores e linhas. A análise destes limites também pode integrar uma capacidade de hospedagem que depende da medição do módulo de corrente atual, que é de difícil aquisição. Deste modo, Qureshi et al., (2021), propõe-se um método de decomposição que combina fluxos de potência ativa e potência reativa para estimar o módulo da corrente no ramo e, por consequência, a capacidade de hospedagem térmica.

Em Ali; Mahmoud; Lehtonen, (2021), propõe uma abordagem via otimização para determinar a capacidade de hospedagem da rede, os pontos ideais de instalação e tamanhos ideais dos sistemas fotovoltaicos e eólicos. Este estudo é direcionado a microredes de estacionamentos com pontos de recargas para VEs. A abordagem é desenvolvida considerando as incertezas naturais de um sistema real, como as curvas de geração fotovoltaica, eólica e recargas além das condições de operação dos VEs, como estado de carga, horários de chegada e partida, e vários esquemas de carregamento controlados e descontrolados. Ao final, os resultados indicam que há eficácia na aplicação desta proposta, seu foco está no planejamento simultâneo de fontes de energia renovável e o gerenciamento de VEs para tornar a microrede autônoma.

Poucos estudos utilizam ambas tecnologias para verificar a capacidade de hospedagem total do sistema. Os autores Quiros-Tortos; Ochoa; Butler, (2018a), estudaram comportamentos de usuários de VE em uma rede de distribuição. Seu objetivo central foi testar o gerenciamento de pontos de carregamento para mitigar os impactos que os VEs podem causar nas RDBT e aumentar a capacidade de hospedagem. O projeto utilizou 200 VEs, modelo Nissan LEAF, com bateria de 24 kWh. Considerou recarga lenta com possibilidade de recarrega na mesma rua ao mesmo tempo. Os resultados indicaram crescimento de demanda nos domicílios com recargas lentas de VEs. Sua demanda dobrou em relação ao convencional, levando a um aumento médio de 2kW/residência. A capacidade de hospedagem identificada foi de 40% para maioria dos ramais, tendo como determinantes os limites térmicos de transformadores e alimentados.

Em Kamruzzaman; Bhushal; Benidris, (2019), a capacidade de hospedagem para VEs é estimada a partir de uma abordagem também baseada em tensão. A capacidade de hospedagem é determinada a partir de cenários de carregamento descontrolado e controlados, garantindo que os requisitos de tensão não sejam violados. O carregamento descontrolado é baseado no perfil de carga dos VEs e também com base na quantidade de energia disponível restante. Os perfis de carga utilizados foram construídos a partir de funções de distribuição de probabilidades com a distância diária de viagem, tempo de partida e tempo de chegada. Utilizou o sistema IEEE de 123 barras, *software* OpenDSS e método de Monte Carlo. Os resultados mostram que as capacidades máximas de hospedagem em cenários de carregamento descontrolados e controlados são 438 e 1510 veículos, respectivamente.

Esta dissertação utilizou do controle Volt-Var para reduzir possíveis violações na rede, em vista disto uma revisão de literatura foi realizada sobre esta funcionalidade de controle.

Em Mansourlakouraj et al., (2021), uma metodologia de controle Volt-Var local com distintas atuações temporais tem a função de auxiliar na otimização da operação de banco de capacitores conectados à rede. Neste, o controle de potência reativa do inversor do VE atua após o banco de capacitores e antes do controle da MFV. O modelo proposto é testado na rede IEEE 33 modificada.

De forma similar, Dutta; Ganguly; Kumar, (2021), aplica o controle Volt-Var para minimizar a operação e otimizar as configurações do OLTC da rede. Seus outros objetivos são minimizar mudanças nos set-points de inversores de MFVs e EVs, e reduzir perdas técnicas. As simulações são realizadas para testar a eficácia da abordagem de controle em duas redes, 33 e 38 barras. Os resultados indicam que a abordagem proposta mitigou a variação de tensão, e reduziu os usos dos equipamentos estudados.

O trabalho desenvolvido em Massucco et al., (2017), foca na otimização de parâmetros das curvas de controle Volt-Var das tecnologias visando minimizar perdas técnicas na rede e mitigar violações dos parâmetros regulatórios e físicos dos equipamentos em caso de corte de gerador ou carga. Trata-se de uma pesquisa desenvolvida com algoritmo de programação linear inteira mista desenvolvido para otimização o controle Volt-Var em uma rede de distribuição altamente penetrada por energia renovável. O resultados foram comparados com resultados obtidos com o *MATPOWER*, citando seus pontos fortes como velocidade e flexibilidade, em vista da grande variedade de recursos que pode controlar.

Já em Rahman; Ucer; Kisacikoglu, (2021), compara-se o controle Volt-Var local com metodologias de controle coordenado, que empregam OLTC, regulador de tensão e banco de capacitores.

Em Sun; Qiu; Zhao, (2021), é proposta uma estratégia de controle Volt-Var combinada que busca mitigar problemas de violação de tensão, redução de perdas de energia na rede. Utiliza rede neural projetada para gerar curvas de controle de tensão locais ótimas para cada dispositivo Volt-Var. Este processo é realizado através de redes neurais de convolução. Também utiliza fluxo de potência e fluxo de potência ótimo para determinar configurações ideias para a MFV no sistema, durando este processo faz uso de dados de carga da rede. A abordagem proposta é testada no sistema de distribuição IEEE de 33 barras modificado, e os resultados da simulação indicam eficácia no controle de tensão em comparação com os outros métodos ótimos.

Como visto nos parágrafos anteriores, a massiva entrada de MFV-VEs em RDBTs pode causar impactos técnicos com violações de limites regulatórios de tensão e sobrecargas de transformadores e cabos. Diversos trabalhos propuseram mitigações individualizadas, propondo abordagens separadamente para MFV e VE. A capacidade de hospedagem também é calculada individualmente, poucos trabalhos consideram calcular a capacidade de hospedagem conjunta de ambas tecnologias na mesma rede.

A proposta e caráter inédito desta pesquisa surge a partir deste défice entre temas, também se propõem uma abordagem estatística de análise de resultados considerando o método de monte carlo para amostragens aleatórias de curvas de recarga de VEs e curvas de demanda de residências. A escolha deste método parte da facilidade que ele apresenta na realização de análises de sensibilidade a partir de variados cenários impostos a RDBT.

1.4 Objetivos

O objetivo principal desta dissertação de mestrado é apresentar uma metodologia de avaliação probabilística da capacidade de hospedagem da conexão conjunta de MFVs e VEs em RDBTs considerando o efeito do controle Volt-Var presentes localmente nos inversores FV e nos carregadores FV. A metodologia baseia-se no método de Monte Carlo e é testada em uma RDBT real brasileira. Os seguintes objetivos específicos são apresentados a seguir:

- Propor metodologia baseada em simulação de Monte Carlo considerando incertezas relacionadas a aspectos ambientais, regulatórios, operacionais, comportamento dos usuários dos BEVs e das residências, e dimensionamento, conexão e localização das tecnologias nas redes elétricas.
- Testar a metodologia em uma RDBT real da cidade de Belém considerando a irradiação solar de céu claro e compreendendo dois cenários principais aplicando conexão combinada de MFVs e VEs: a) sem controle Volt-VAr e b) com controle Volt-VAr.
- Analisar estatisticamente os indicadores de magnitude de tensão, desequilíbrio de tensão, carregamento do transformador e perdas técnicas, expondo-os graficamente em diagramas de caixa, do inglês *boxplot*.
- Gerar quantidade de dados massiva em cada cenário, com objetivo de se avaliar a distribuição de probabilidade que poderá descrever o comportamento aleatório resultante das variáveis estocásticas que compõem as SMCs.

1.5 Organização da Dissertação

Esta dissertação é distribuída em 6 capítulos. No primeiro são mostradas a problemática, revisão bibliográfica, objetivos e *softwares* utilizados. Os demais capítulos podem ser descritos sucintamente da seguinte forma:

O Capítulo 2 trata do referencial teórico, no qual é apresentado uma visão geral da geração distribuída, exibe a fundamentação teórica do sistema fotovoltaico, inversor de frequência, veículos elétricos e capacidade de hospedagem.

O Capítulo 3 faz-se presente expondo o modelo fotovoltaico, banco de baterias e *software* OpenDSS. É destacada a metodologia interna no OpenDSS, utilizada durante a modelagem dos elementos *Storage*, *PVsystem* e controle Volt-Var.

O Capítulo 4, encontra-se a descrição técnica do alimentador utilizado, fluxograma do código e experimentos realizados.

O capítulo 5 apresenta os resultados e discussões, se avalia a eficiência da metodologia proposta em oposição aos impactos impostos a rede.

O Capítulo 6 trata da conclusão, contribuições deste e da possibilidade de trabalhos futuros considerando vislumbres a outros ramos de produção.

E, ao final são apresentadas as referências bibliográficas utilizadas.

2 Referencial Teórico

O autor Eisenhart, (1991), define o referencial teórico como uma estrutura que orienta a pesquisa com base em uma teoria formal construída usando uma explicação estabelecida e coerente de certos fenômenos e relações. Nesta seção, portanto, são abordados conceitos e definições que embasam o desenvolvimento da pesquisa realizada, utilizando referências teóricas relevantes a cada etapa da aplicação desenvolvida.

Nas subseções a seguir são abordados os temas a) sistema solar fotovoltaico, b) veículos elétricos, tipologias construtivas e possibilidade de controle de tensão, c) Capacidade de hospedagem e d) Controle Volt-Var.

2.1 Geração Fotovoltaica - Uma Visão Geral

Iniciada em 2020, a pandemia foi inicialmente vista como um surto de emergência de saúde pública mas, logo em seguida, foi definida pela OMS como pandemia mundial. (OMS, 2022a); (OMS, 2022c); (ZIBASERESHT, 2020). Até 15 de junho de 2022 houveram 534,4 milhões de casos confirmados com 6,3 milhões de mortes.(OMS, 2022b).

Houveram diversos impactos na sociedade, no setor elétrico eles também puderam ser percebidos, Estadao, (2022) e EPE, (2022b), citam que o aumento do consumo vinculado à reclusão social em conjunto com a baixa de reservatórios e falta de chuvas cominou na queda na oferta de energia hidráulica e aumento de utilização de termoelétricas para suprir a demanda.

Neste mesmo período, segundo o balanço energético nacional referente ao ano de 2021, parte das fontes renováveis da matriz energética nacional, referidas “outras renováveis” pelo Empresa de Pesquisa Energética (EPE), onde se incluem lixivia, eólica, biodiesel, algumas biomassas (casca de arroz, capim-elefante e óleos vegetais), solar térmica, solar fotovoltaica, biogás e gás industrial de carvão vegetal cresceram juntas 13,2% de 2020 para 2021, enquanto que no ano anterior esta taxa era de 7,4% .(EPE, 2022b);(EPE, 2022b);(EPE, 2021). Ainda neste período, os dados de oferta de energia solar(fotovoltaica e solar térmica) vistos na Tabela 1 demostram o mesmo parecer, indicadores de 71,1% e 32,4% em 2020 e 2021 em relação aos anos anteriores respectivamente.

Tabela 1. Oferta Nacional de Energia de 2019 à 2021.

Fonte	2019	2020	2021	21/19	21/20
Biomassa da cana (Mtep)	52,8	54,9	49,4	-6,4%	-10,0%
Energia hidráulica (Mtep)	36,4	36,2	33,2	-8,7%	-8,4%
Eólica (Mtep)	4,8	4,9	6,2	29,1%	26,7%
Solar¹ (Mtep)	1,4	1,8	2,4	71,1%	32,4%
Outras renováveis ² (Mtep)	15,3	16,4	17,6	14,7%	7,1%
Petróleo e derivados (Mtep)	100,9	95,2	103,6	2,7%	8,8%
Gás natural (Mtep)	35,9	33,8	40,2	12,0%	18,9%
Carvão mineral (Mtep)	15,4	14,0	17,0	10,2%	21,3%

Fonte: (EPE, 2022b) [adaptado]

Nota:

¹ Inclui Solar fotovoltaica e solar térmica.

² Lixívia, Biodiesel, Outras biomassas (casca de arroz, capim-elefante e óleos vegetais), Biogás, Gás industrial de carvão vegetal.

Em termos globais a geração baseada em fontes renováveis indicou mesmo efeito visto nacionalmente, apontando pouco impacto neste período a tendência vista nos anos anteriores perdurou inadvertidamente chegando 8 de abril de 2021, energia gerada de 1.023,10 TWh, Figura 1.

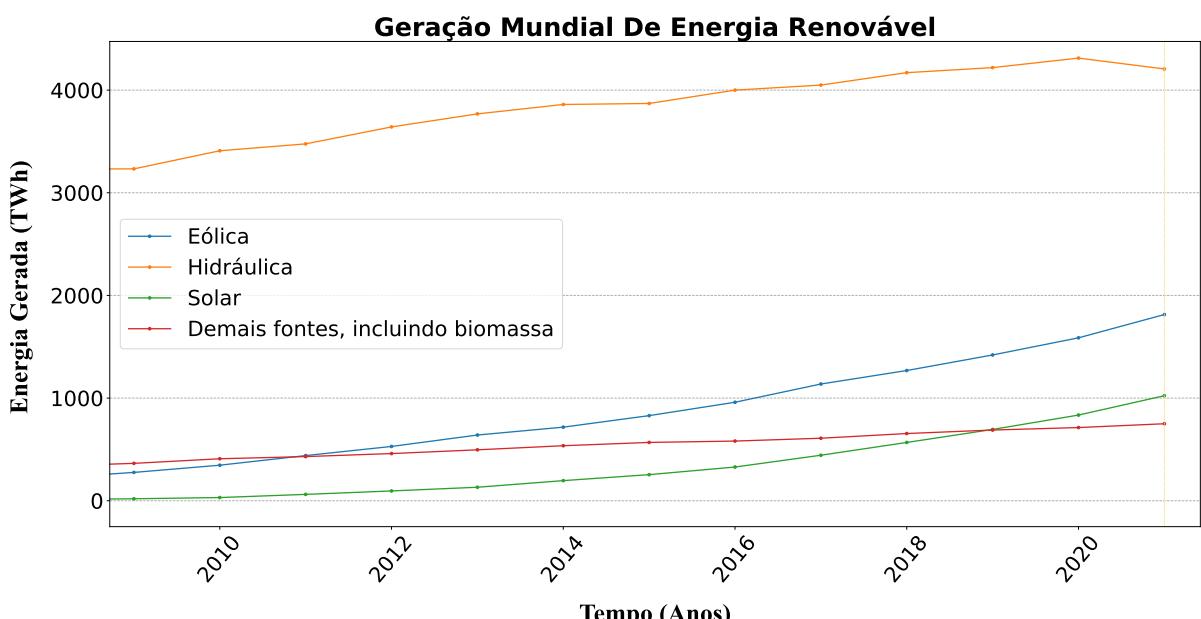


Figura 1. Geração Mundial De Energia Renovável.

Fonte: (EPE, 2022b) [adaptado]

Algumas questões podem ser levantadas como possíveis causas para este efeito, a primeira delas sendo a possibilidade da produção independente de energia como último recurso frente a imprevisibilidade e incerteza do mercado e economia neste período, outra possibilidade seria a permanência da tendência que o mercado já havia aventureado pre-pandemia como resultado de avanços e incentivos governamentais que convergiam em barateamento de serviços e materiais de sistemas como o fotovoltaico. Esta duas, bem como a consciência socioambiental cada vez mais a voga, poderiam em conjunto conduzir a dados visto acima.

2.1.1 Sistema Fotovoltaico

Dentre as duas aplicações da energia solar utilizadas atualmente, a geração direta por efeito fotovoltaico se apresenta como uma das mais utilizada mundialmente. O dito efeito fotovoltaico foi observado por E. Becquerel em 1839 em descrito em Becquerel, (1839), e desenvolvido em Becquerel, (1841), identificou que haveria de possibilidade de geração de diferença de potência a partir de aplicação de luz solar em um de dois eletrodos parcialmente mergulhados em uma solução ácida conforme visto na Figura 2.

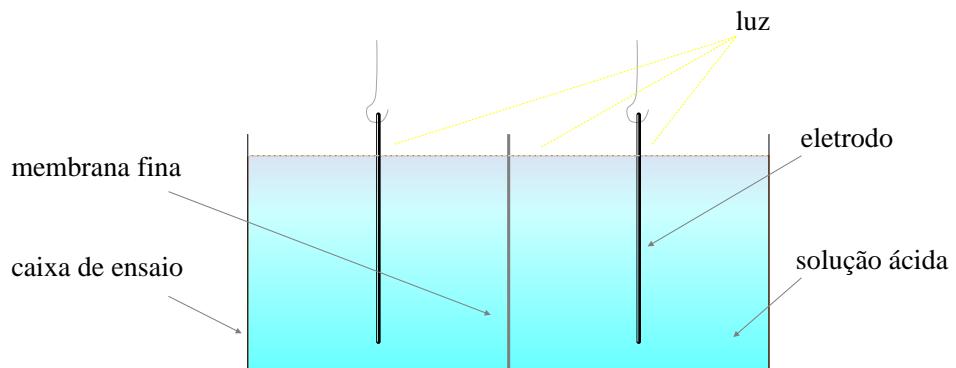


Figura 2. Experimento de Becquerel.

Fonte: (ELMIR, 2017) [adaptado]

Para produzir este efeito utiliza-se material semicondutor que, quando dopado separadamente por boro e fosforo e depois unificado, é capaz de originar a chamada camada de depleção. Neste momento quando a luz incide, fótons atingem a superfície do material semicondutor, fazendo com que elétrons absorvam a energia e desprendam-se de seus núcleos atômicos formam, portanto, lacunas nas órbitas que ocupavam antes. No final esta dinâmica cria um fluxo de transição chamado elétron-lacuna que a presença de um condutor é capaz de fornecer corrente elétrica a uma carga, esta é a base para construção das células fotovoltaicas Figura 3. (KNIER, 2008); (RÜTHER, 2004).

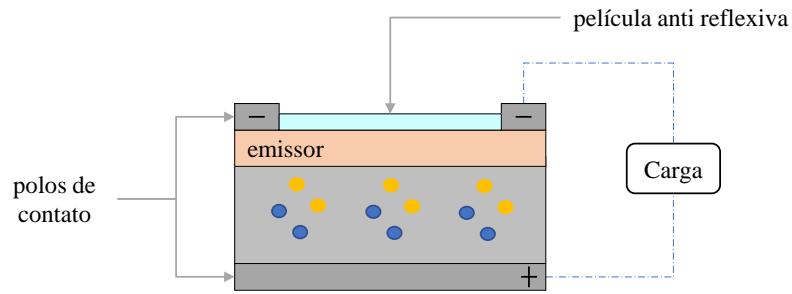


Figura 3. Célula Fotovoltaica.

Fonte: (ELMIR, 2017) [adaptado]

As células fotovoltaicas foram desenvolvidas para aplicações aeroespaciais, inicialmente utilizadas na geração de energia em satélites. Atualmente o barateamento de meios construtivos e o livre comércio tornaram economicamente possível sua aplicação em circuitos terrestres. (RÜTHER, 2004). As células fotovoltaicas podem ser unificadas nos chamados painéis fotovoltaicos, sua aplicação se dá em grande ou pequena escala, no primeiro caso entende-se que a unidade consumidora deve naturalmente estar distante do local de instalação tendo em vista a necessidade da grande área de acomodação. No segundo caso os painéis são instalados em pequenos espaços de edificações, residências e pequenos comércios geralmente colocados em telhados, lajes, quintais e paredes, de forma que pouco interferiram na rotina dos consumidores ao mesmo tempo sejam eficientes para geração.

Dentre os semicondutores utilizados na fabricação das células, destacam-se o silício cristalino (c-Si); o silício amorfo hidrogenado (a-Si); o silício do tipo HIT (em inglês, *Heterojunction Intrinsic-layer Technology*). Podem ser associadas em paralelo ou em série, dependendo da tensão ou corrente solicitada. Em série, entende-se que o aumento de tensão é o foco na saída do sistema enquanto que em paralelo procura-se o aumento de corrente elétrica. (ALVES, 2021).

Três formas construtivas para sistemas fotovoltaicos são descritas atualmente: Sistema elétrico isolado (ou ilhado), conectado à rede (*On-Grid*) ou híbrido. O primeiro dentre eles, do inglês *Off-Grid*, deve apresentar obrigatoriamente unidade de armazenamento por banco de baterias e é normalmente atribuído a comunidades com sistemas elétricos distantes dos grandes centros urbanos. O segundo caso, o sistema fotovoltaico é também conectado à rede elétrica concessionada, podendo ou não se empregar o uso de banco de baterias no sistema. O sistema fotovoltaico pode ser utilizado em conjunto a outra fonte renovável, a este cenário identifica-se como esquema híbrido de geração.

Os painéis fotovoltaicos possuem curva de corrente por tensão terminal a partir dela identifica-se características como a Corrente de Curto Circuito (CCC), Tensão de Circuito Aberto (TCA) e ponto de potência máxima suportada. Em virtude disto torna-se possível identificar que a CCC é diretamente proporcional ao crescimento da irradiação e que a TCA decresce com o aumento de temperatura nas células fotovoltaicas. (ZILLES WILSON NEGRÃO MACÊDO, 2012).

A partir deste ponto a tipologia *On-Grid* será tratada como foco dos estudos nesta dissertação. Segundo a ANEEL, (2012), o consumidor brasileiro pode optar pela cogeração qualificada, podendo fornecer o excedente gerado para a rede de distribuição em que esteja conectado. Quando escolhido o sistema é necessariamente atribuído as categorias microgeração distribuída com potência instalada menor ou igual a 75 kW ou minigeração distribuída com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW.

2.1.2 Conexão à Rede

O Fluxograma visto na Figura 4 expõem o sistema utilizado em regime *on-grid*, o fluxograma é composto por um ou mais painéis fotovoltaicos, inversor de frequência, medidor bidirecional e carga. A este conjunto ainda é possível a instalação de banco de baterias que darão ao sistema maior autonomia.

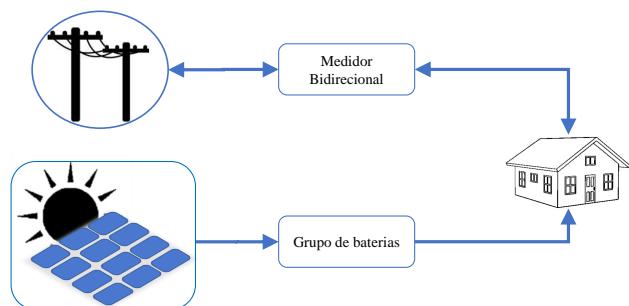


Figura 4. Sistema Básico *On-Grid*.

Fonte: (DUTTA; GHOSH; MOHANTA, 2016) [adaptado]

As etapas de geração iniciam-se por meio do efeito fotovoltaico gerando fotocorrente CC, que quando direcionada ao inversor é convertida de contínua para alternada, na sequência, a corrente convertida pode ser diretamente utilizada nas cargas da unidade consumidora a qual deve possuir um quadro elétrico de distribuição de cargas; o excedente é mensurado e enviado a rede elétrica de distribuição pelo medidor bidirecional. Ao final são gerados créditos de KW/mês que poderão ser serão utilizados formas variadas, em dias nublados, período da noite ou algum momento de baixo armazenamento. (ALVES, 2021); (SOLARIS, 2017).

Dentre os equipamentos utilizados no sistema *on-grid* o medidor bidirecional é o único instalado pela concessionária da região, tem função importante para na cogeração pois fica responsável pela medição de quantidade de energia gerada e consumida, mensurando por exemplo o excedente que será abatido como créditos na concessionária.

2.1.3 Inversor de Frequência

O dispositivo inversor de frequência é fundamental para o sistema fotovoltaico, possui importante função na etapa de conversão de corrente contínua para corrente para alternada, transformando o perfil de onda constante para alternado senoidal e, podendo ainda entregar o padrão trifásico ao final da conversão com 60Hz ou 50Hz a depender da frequência da rede local. Este padrão de funcionamento é utilizado nas três formas de implantação dos sistemas fotovoltaicos citados anteriormente. (ALVES, 2021); (BRUCE, 2021).

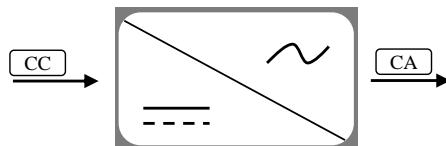


Figura 5. Diagrama inversor.

Fonte: (ENERGêS, 2020) [adaptado]

No que tange o dimensionamento do inversor solar (de frequência), EnergêS, (2020) cita que uma série de fatores devem ser levados em consideração no projeto, considerando as seguintes ponderações: a) considerar os limites de corrente e tensão na entrada no inversor, b) escolher o modelo com base na tensão da rede ou transformador, c) equiparar a quantidade de fases da rede e inversor, d) identificação da quantidade de pontos de potência máxima, do inglês *Maximum Power Point Tracking* (MPPT), de acordo com a posição dos painéis a fim de escolher um modelo que atenda a demanda e, por fim, e) estudo do local de instalação para escolha do Índice de Proteção (IP) indicado pelo fabricante, pois o mau uso poderia levar a redução de vida útil.

O MPPT é importantíssimo para a eficiência de geração fotovoltaica, tornando-se comum a comercialização com modelos de inversores com duas ou mais entradas de MPPT. Estes inversores executam o rastreamento do ponto de máxima potência de maneira individualizada cada entrada, prevenindo projetos com sombras e inclinações diferentes desfavoráveis, por exemplo. Estas informações são descritas nas folhas de dados, os modelos comercializados possuem entre duas e quatro entradas. Um exemplo modelo REFUone 3K-2T da Refusol possui duas entradas de MPPT independentes, Figura 6. (AYNOA, 2020).



Figura 6. Exemplo de inverter, modelo REFUone 3K-2T.

Fonte: (AYNOA, 2020) [adaptado]

Além da função de rastreio de MPPT, os inversores solares, mais precisamente o inverter *On-grid*, precisam seguir à risca diversas funções de proteção para garantir a segurança, confiabilidade e eficiência do sistema. Como visto em Energês, (2020), de maneira geral os modelos costumam contar com:

- Anti-ilhaamento;
- Proteção contra surtos;
- Proteção contra corrente reversa;
- Resistência a altas temperaturas;
- Capacidade de restabelecimento da conexão;
- Proteção contra sobretensão no lado de corrente contínua;
- Proteção contra sobrecarga na entrada, variações de tensão e frequência da rede.

Como visto em Xue; Guerrero, (2015), outros modelos de inversores, ditos inversores inteligentes, apresentam capacidade de integração sem que ocorra configurações específicas, capacidade de detectar falhas internas e verificar vida útil, autonomia para adaptar-se apropriadamente ao fluxo de potência na rede a capacidade de cooperação com inversores vizinhos em um cenário de microredes. E além destes, contam com funções de controle de tensão como o controle Volt-Watt e Volt-Var.

2.2 Veículos Elétricos

Conforme visto em Energy, (2021), atualmente existem quatro tipos de veículos elétricos disponíveis no mercado, veículos puramente elétricos, do inglês *Battery Electric Vehicle* (BEV), e veículos elétricos híbridos, do inglês *Hybrid Electric Vehicle* (HEV), veículos elétricos híbridos *plug-in*, do inglês *Plug-in Hybrid Electric Vehicle* (PHEV) e veículos de célula à combustível, do inglês *Fuel Cell Electric Vehicle* (FCEV).

Estas tipologias diferenciam-se através da escolha de características empregadas durante suas fases construtivas, que influem principalmente em dois pontos, motorização e autonomia. Por exemplo, no modelo EZS da fabricante chinesa SAIC Motor, a motorização é totalmente elétrica, com bateria de 44,5 kWh, potência de 141 cv e motor localizado na parte frontal do carro, em plena carga sua autonomia aproxima-se de 217km. Vale citar que a autonomia dependerá de certos fatores, incluindo clima, terreno, controle climático interno e estilo de condução.(EVDATABASE, 2019).

Os veículos elétricos a célula combustível funcionam semelhantes como BEVs, enquanto veículos regulares possuem uso ligado à recarga de suas baterias, os FCEVs utilizam gás hidrogênio comprimido e oxigênio em uma reação que tem como subproduto água e corrente elétrica. O custo e a escassez de estações de abastecimento de hidrogênio são fatores limitantes para popularidade limitada dos FCEVs. Em 2021 haviam 47 estações públicas de hidrogênio distribuídas por todo os EUA. (O'DELL, 2021).

Outro ponto importante para o VEs seria o tempo de recarga, que pode ser de 30 minutos ou mais de 12 horas. O carregamento pode ser realizado por *plug* de parede de uso regular ou uma estação de carregamento público, a qual pode oferecer a opção de recarga rápida. (PODPOINT, 2021). Outros fatores influenciam na velocidade de carregamento, são eles:

- Capacidade e estado de bateria (kWh): Quanto maior for a capacidade da bateria maior será o tempo que levará para carrega-la completamente, este tempo gasto dependerá também das necessidades locomotoras do usuário e sua rotina de demanda.
- Máxima taxa de carregamento (veículo e ponto de recarga): Esta taxa indica a máxima capacidade em que a bateria pode realizar recargas, de modo que caso seja, por exemplo, de 7kW não será possível fazer uso de pontos de recarga com potências maiores que isto, este limitante também cerca os pontos de recarga.
- Temperatura ambiente: Para temperaturas mais baixas o tempo de recarga pode ser impactado, especialmente quando se usa um carregador rápido ao qual tende a elevar-se.

O tempo de recarga regular e rápida são expostos nas Tabelas 2 e 3, respectivamente. Que contêm dados de três VEs (Peugeot e-208, Volkswagen e-Up! e MG ZS EV) que podem recarregar tanto em um como em outro regime de carregamento. São expostos a capacidade do ponto de recarga, limite interno do VE, tempo decorrido para recarga completa na Tabela 2 e a partir de 10% a 80% para a Tabela 3.

Tabela 2. Regime de recarga regular

Veículos	Ponto de recarga	Potência máxima ¹	Tempo ²
Peugeot e-208	3-phase 32A (22 kW)	7.4 kW	7h15m
Volkswagen e-Up!	3-phase 32A (22 kW)	7.2 kW	5h30m
MG ZS EV	3-phase 32A (22 kW)	6,6 kW	7h45m

Fonte: (EVDATABASE, 2019) [adaptado]

Nota:

¹ Limite do veículo elétrico relativo a potência máxima para regime de recarga regular.

² Intervalo de tempo até a recarga completa.

Quando precisam de recarga, os VEs convertem corrente alternada para corrente contínua sendo necessário um componente interno específico imbuído desta função. Sua eficiência atua de forma proporcional ao espaço ocupado e peso do conversor. Fabricantes tendem a escolher conversores menores reduzindo o custo final do VE e levando o tempo de recarga por consequência. A recarga rápida surge para ocupar este espaço, estações deste tipo possuem conversores internos próprios, entregando ao VE a corrente já convertida durante a recarga resultando em cerca de 5 a 15 vezes a menos de tempo em relação a recarga regular. A recarga rápida é sempre realizada até próximo a 80% da capacidade para proteger a bateria. (PUT, 2018).

Tabela 3. Regime de recarga rápida

Veículos	Ponto de recarga	Potência máxima ¹	Tempo ²
Peugeot e-208	CCS (150 kW DC)	101 kW	26m
Volkswagen e-Up!	CCS (150 kW DC)	40 kW	48m
MG ZS EV	CCS (350 kW DC)	76 kW	35m

Fonte: (EVDATABASE, 2019) [adaptado]

Nota:

¹ Limite do veículo elétrico relativo a potência máxima para regime de recarga rápida.

² Intervalo de tempo para recarga de 10% a 80%.

Analizando os dados das tabelas acima se nota que, sem contabilizar perdas elétricas e custos, a recarga rápida mostra-se mais eficiente para este padrão de ponto de carregamento. Além disto vale citar que pontos de carregamento residenciais naturalmente derivam-se do próprio circuito da residência que geralmente não possui circuitos trifásicos. A seguir são mostradas as tipologia de VEs e características internas, também os impactos das recargas para rede elétrica e rotina de recarga de usuários.

2.2.1 Veículos elétricos híbridos

Os HEVs são alimentados por um motor de combustão interna (normalmente gasolina) em combinação com um ou mais motores elétricos alimentados por banco de baterias conforme visto na Figura 7. Combinam benefícios como baixa emissões de poluentes e economia de combustíveis ligados a redução do tamanho do motor a combustão, que dada existência do motor elétrico permite um motor de combustão menor, frenagem regenerativa transformando energia cinética em energia elétrica e otimização no uso dos motores em momentos de baixa rotação. (ENERGY, 2021); (NICE, 2007).

No primeiro semestre de 2022 mais de 8.929 unidades de HEVs foram vendidos no Brasil, os modelos mais procurados foram 1-Toyota Corolla Cross com 5.240, 2-Toyota Corolla Altis com 2.329 e 3-Kia Stonic MHEV SX 331. (ABVE, 2022).

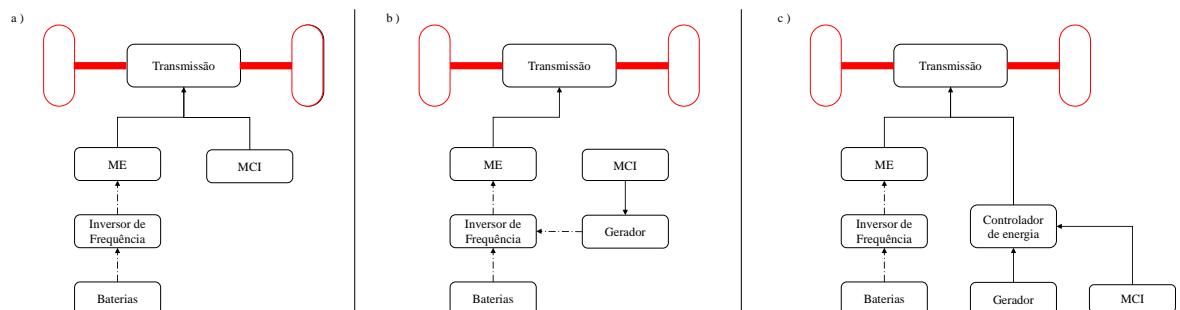


Figura 7. Arquiteturas HEV; a) Paralela; b) Série; c) Serie-paralela

Fonte: (CARDOSO; FAEL; SANTO, 2020) [adaptado]

Os principais componentes de um HEV consistem de motor a combustão interna, banco de baterias, inversor de frequência, motor a combustão, tanque de combustível e quadro de controle eletrônico. Estes componentes podem ser organizados de diferentes maneiras e é com base nisto que três categorias diferentes de arquiteturas são dispostas. (CARDOSO; FAEL; SANTO, 2020). Figura 7, são elas:

- Série: Neste modelo um gerador é conectado ao motor a combustão interna, produzindo energia elétrica para um ou mais motores elétricos para tração do veículo. Não há conexão direta entre motor a combustão interna e a transmissão. (SZUMA-NOWSKI, 2013) ;(DAS; TAN; YATIM, 2017).
- Paralelo: Nesta categoria os dois motores podem trabalhar independentemente ou juntos para fornecer tração. O motor a combustão interna é conectado mecanicamente a transmissão, enquanto que o motor elétrico é usado para suportar acelerações, marcha lenta e durante as partidas. (M. Sabri; DANAPALASINGAM; RAHMAT, 2016); (ENANG; BANNISTER, 2017).
- Série-Paralelo: A configuração HEV série-paralelo requer duas máquinas elétricas. Um atua como gerador e o outro atua como motor. A conexão entre o gerador e o motor de combustão interna é feita usando um dispositivo planetário de divisão de energia. Este dispositivo permite que o veículo opere como HEV paralelo e HEV em série. (M. Sabri; DANAPALASINGAM; RAHMAT, 2016); (ENANG; BANNISTER, 2017).

2.2.2 Veículos elétricos híbridos *plug-in*

Os PHEVs têm um motor elétrico e baterias recarregáveis por plugue externo. Assim como os HEVs, eles também têm uma motorização baseada em combustível fóssil. Uma diferença em comparação com os HEVs é que os PHEVs têm maior autonomia em função do aumento no tamanho da bateria comportando maior capacidade de recarga da rede. (ENANG; BANNISTER, 2017).

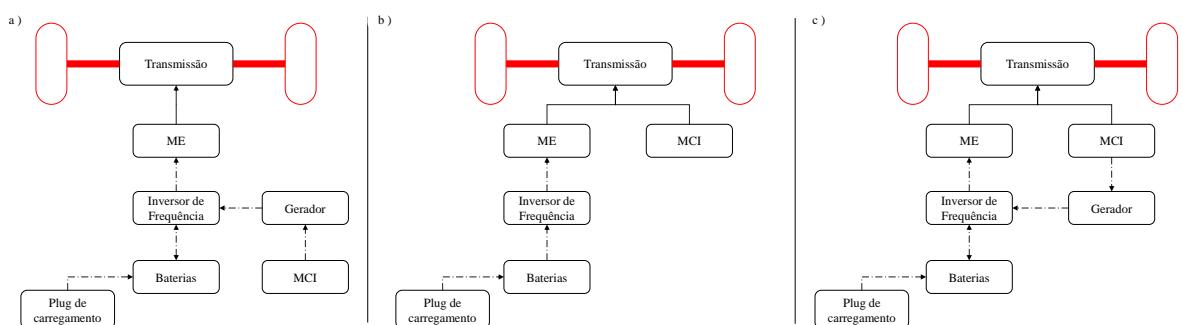


Figura 8. Arquiteturas PHEV; a) Série; b) Paralela; c) Serie-paralela

Fonte: (ENANG; BANNISTER, 2017) [adaptado]

Em semelhança ao HEV as variações de arquiteturas vistas nos PHEVs também variam entre Série e Paralelo, ver Figura 8.

- Série: Neste modelo um gerador é conectado ao motor a combustão interna, produzindo energia elétrica para um ou mais motores elétricos para tração do veículo. Não há conexão direta entre motor a combustão interna e a transmissão.
- Paralelo: Nesta categoria os dois motores podem trabalhar independentemente ou juntos para fornecer tração. O motor a combustão interna é conectado mecanicamente a transmissão, enquanto que o motor elétrico é usado para suportar acelerações, marcha lenta e durante as partidas. (ENANG; BANNISTER, 2017).
- Série-Paralelo: Assim como os HEVs, esta configuração requer duas máquinas elétricas (gerador e motor) e permite maior quilometragem de viagem e melhoria na economia de combustível pela função do motor elétrico. (WAHID et al., 2021).

Alguns estudos são focados na interação entre arquiteturas dos PHEVs. É então que um estudo realizado por Xu et al., (2020a), buscou estudar a eficiência de consumo de combustível para PHEVs comparando as arquiteturas série-paralelo e série. O estudo mostrou que o consumo de combustível na arquitetura série-paralelo sob condução urbana foi menor quando comparado ao mesmo tipo de carro porém com eixo série. Em uma estratégia de condução em velocidades de até 120,7 km/h a arquitetura série-paralelo também obteve melhor eficiência de consumo em relação a outra.

Já em Xu et al., (2020b), propõe-se um método de gerenciamento de energia e divisão de potência para PHEVs série-paralelo. Em seus resultados foram percebidas melhorias significativas de eficiência de todo o sistema passando de 19,3km/L para 24,6 km/L. Contudo, este tipo de veículo é mais caro, tem um *design* complexo e é pesado sendo estes seus pontos negativos. (WAHID et al., 2021).

2.2.3 Veículos elétricos a bateria

Os BEVs são veículos puramente elétricos, com motorização exclusivamente abastecida por energia de um sistema de armazenamento por banco de baterias conectados em estações de recarga, Figura 9. Dependendo das especificações do veículo, um BEV pode percorrer em torno de 100–250 km com uma única carga, consumindo uma taxa aproximada de 15–20 kWh por 100 km. Cita ainda que modelos BEV com bateria mais pesada têm uma autonomia maior, de 300km a 500 km. (GRUNDITZ; THIRINGER, 2016),

Em comparação com outros tipos de EVs, os BEVs enfrentam um grande problema com sua autonomia relativamente menor e a necessidade de um tempo de carregamento mais longo. A eficiência energética via sistema de gerenciamento pode ser uma solução para este problema. Em Islameka; Kusuma; Budiman, (2020), propõem-se um tipo de estratégia

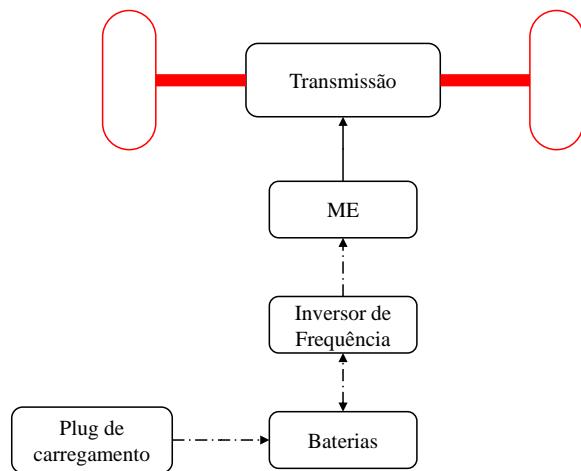


Figura 9. Arquitetura BEV.

Fonte: (WAHID et al., 2021) [adaptado]

de frenagem regenerativa que produziu um resultado satisfatório, poderia aumentar a quilometragem para algo em torno de 4,16% km/kWh acima da frenagem regular.

O aumento de capacidade do banco de baterias poderia ser uma solução contudo este volume ocuparia muito espaço além de aumentar bastante o peso do veículo, impactando diretamente no desempenho do veículo, economia e aumento de custo do veículo. (HONG; PARK; CHANG, 2016).

Tendo isto em mente, Ozatay et al., (2014), propuseram um algoritmo de controle ótimo para minimizar o consumo de energia baseado na otimização do perfil de velocidade. Seu foco foi gerenciar velocidade e tempo de utilização do veículo, ao final o algoritmo resultou em economia de energia de até 10%.

2.2.4 Impacto do carregamento de veículos elétricos na rede

A recarga, principalmente a rápida, a partir da massiva entrada de veículos elétricos pode levar a rede a variados impactos técnicos. Em Xiao et al., (2014), citam-se impactos na qualidade de energia do sistema de distribuição, aparecimento de subtensão, aumento de perda ôhmicas, redução da vida útil de transformadores e aumento de harmônicos na rede.

O impacto da recarga rápida é estudado no artigo Al-Saadi et al., (2022), a demanda de energia durante o dia e a noite foi analisada para ônibus elétricos a bateria, do inglês *Battery Electric Buses* (BEBs). Verificou-se a influência do carregamento nos parâmetros locais da rede elétrica bem como a robustez da infraestrutura e potências máximas de carregamento suportadas. Os resultados mostram que harmônicos de tensão e corrente no ponto de acoplamento dos carregadores mostrou harmônicos de altas correntes passaram a ser injetados na rede, podendo levar a não conformidade dos níveis permitidos. Os resultados mostram que as emissões de correntes harmônicas variam com o número de carregadores e que quando comparadas medições no terminal do transformador e terminal de recarga rápida concluiu-se que a magnitude das correntes harmônicas no terminal do transformador é relativamente maior do que a medição de carregador rápido. Indicando que harmônicos de corrente podem ter natureza aditiva, quando mais recargas maiores serão as magnitudes finais na instalação.

Os autores Azevedo et al., (2022), estudaram os impactos das recargas na rede da Ilha de Fernando de Noronha. Carregadores foram implantados na rede da ilha, com possibilidade de recarga residencial equipado com painéis solares. Seis cenários de carregamento diferentes foram testados, variando o período em que o carregamento do veículo era permitido. Avaliou-se carregamentos nos períodos diurno, vespertino e noturno, medindo a demanda de energia, tensão e perdas técnicas. Ao final foi possível determinar a estratégia de recarga que causaria menor impacto na rede de distribuição da ilha.

Neste âmbito que a proposta do veículo-para-rede, do inglês *Vehicle-to-grid* (V2G), também pode ser discutida. Como visto em BBC, (2018), esta tecnologia possibilita tanto a recarga quanto injeção de potência armazenada de volta a rede, contribuindo portanto como uma espécie de reserva de potência para períodos de alto consumo durante o dia.

Os autores Zhou et al., (2017), verificaram o impacto de sua utilização para massivas entradas de VEs em regime de recargas rápidas. O estudo considerou que VEs poderiam fornecer energia à rede enquanto estivessem estacionados, e que um gerenciamento de energia seria realizado. Nele, tanto injeção quanto recargas, seriam realizadas de acordo com horários de baixo ou alto consumo da rede. O estudo buscou evitar o carregamento concentrado em horários com maior tendência para recargas. Os resultados mostram que houve redução da qualidade de energia, incluindo aparecimento de harmônicos, queda de

tensão e desequilíbrio de tensão.

2.2.5 Perfil de usuário e padrão de recargas

O tipo de recarga (rápida ou regular), duração, horário e localização são consideradas variáveis estocásticas naturalmente vinculadas à necessidades do usuário e, portanto, podendo modificar-se a partir de diversas condições externas, por exemplo, governamentais e ambientais. Segundo Hedges, (2020), nos EUA o perfil do consumidor é normalmente de homens (75% para BEVs e PHEVs), entre 25 e 54 anos (44,8% para BEVs e 54% para PHEVs), com renda familiar anual de mais de US\$ 100.000 (57% para BEVs e 60% para PHEVs) e quilometragem percorrida de 400 km por semana. Em outra pesquisa realizada com 3.392 americanos, foi verificada qual seria a intenção de recarga se caso os avaliados tivessem um VE. O estudo foi realizado levando em consideração estimativas representativas da população adulta dos EUA no período, baseadas em sexo, idade, educação, raça/etnia, região do censo, posse de moradia. Os resultados podem ser visto na Tabela 4. (REPORTS, 2020).

Tabela 4. Pesquisa de intenção de recarga, USA.

Local	Amostra ¹
Na garagem pessoal	72%
Em postos de recarga rápida	9%
Em estações públicas de recarga ²	6%
No trabalho	5%
Em prédio de apartamentos ou complexo	7%
Outros (Não definido)	1%

Fonte: (REPORTS, 2020) [adaptado]

Nota:

¹ Inclusos moradores de casas com e sem garagem (própria e compartilhada), edifício de apartamentos e casas móveis.

² Lugares como restaurantes, shoppings e centros de convenções.

Na tabela 4, 72% dos usuários optaram pela opção de “Na garagem pessoal” quando precisassem realizar a recarga de seus veículos. Enquanto que apenas 9% optaram por postos públicos de carregamento rápido (equivalente a postos de gasolina) na estrada.

O estudo cita ainda que os resultados podem variar com a disponibilidade de garagens próprias ou compartilhada, e que mais da metade dos entrevistados que moram em casas com garagem optariam por utilizar a estação própria ao invés do ponto de recarga rápida, por exemplo. Ao passo que a maior parte das pessoas que moram em prédios de

apartamentos indicaram intenção de utilizar postos públicos de carregamento rápido como sua preferência.

Uma pesquisa realizada na Europa Quiros-Tortos; Ochoa; Butler, (2018), conduziu um projeto intitulado “*My Electric Avenue*” que implantou VEs pelo território do Reino Unido, foram 219 unidades do Nissan LEAFs espalhados no Reino Unido. Um dos objetivos do projeto foi o entendimento dos hábitos de carregamento dos usuários, os quais usaram habitualmente os VEs por três anos. O comportamento de recargas foi registrado pelo intervalo de entorno de dois anos, e a análise dos dados mostrou que aproximadamente um terço dos VEs foram recarregados mais de uma vez por dia e que este comportamento variava pouco sazonalmente. O artigo trata a capacidade e status da bateria variando entre zero a 12 unidades, ou seja, uma unidade equivale a 2 kWh de um total de 24 kWh.

Ainda nestes resultados, descobriu-se que nem todos os VEs são carregados no mesmo dia, e que em média há dois dias por mês que nenhum VE é recarregado. Dentre outras assertivas sobre o perfil de recargas e estado das baterias os autores indicam que:

- A maioria dos usuários de VE prefere manter o estado de carga da bateria acima de um nível muito baixo (16,6%).
- A maioria dos usuários de VE carrega seu veículo quando o estado de carga da bateria está entre 25% e 75%.
- A probabilidade é que primeiro evento de carregamento durante a semana ocorra entre as 15h e 21h. Com probabilidade de 78% que ocorra quando o estado de carga da bateria está entre três e nove unidades; se essa primeira carga ocorrer nos finais de semana, é bem provável (aproximadamente 71%) que o estado de carga da bateria esteja entre três a nove unidades no horário de 12h ás 18h.
- É mais provável que os motoristas optem por recargas logo após voltarem do trabalho ou atividades de lazer que façam nos fins de semana.
- Sugere que alguns VEs são carregados durante a noite, usados brevemente pela manhã e depois carregados novamente (contado como o primeiro evento naquele dia).
- A probabilidade de atingir 11 unidades ou mais é superior a 70% e é aproximadamente 63% nas manhãs de fim de semana.
- Indica que os segundos eventos de recarga ocorrem principalmente à noite e representaram menos de um terço de todos os eventos.
- Indica que há maior probabilidade (75%) de atingir uma carga completa entre 15h e 21h. Nos finais de semana aconteceria (80%) entre as 18h e 7h.

2.3 Capacidade de Hospedagem

A máxima capacidade de hospedagem, do inglês *Hosting Capacity* (HC), pode ser definida segundo Quijano et al., (2017), como a determinação da geração máxima de energia associada à geração distribuída assumindo limites especificados para parâmetros como magnitudes de tensão máxima e mínima. A definição pode ser complementada como o limite que a rede é capaz de suportar sem que nenhuma melhoria estrutural seja empregada como premissa para o excedente efetuado. (SCHWAEGERL et al., 2005). A determinação da HC é considerada uma tarefa complexa para as redes de distribuição. O conhecimento deste limite é substancial para a manutenção da qualidade de energia e planejamento de expansão destas redes.

Os autores Mulenga; Bollen; Etherden, (2020), citam que para avaliar a HC de uma rede elétrica, três abordagens estão sendo utilizadas atualmente. Os seguintes métodos são apresentados:

- Método determinístico – HC é determinada com base em algoritmos analíticos que fornecem a quantidade máxima de hospedagem de geração distribuída utilizando dados conhecidos de modelos de redes, cargas e geração.
- Métodos estocásticos – São baseados em análise estatística considerando um grande número de diferentes cenários a serem simulados considerando a possibilidade de variáveis estocásticas como clima, localização no sistema e demanda;
- Abordagem de séries temporais – Assume variações diárias de consumo e fornece a quantidade máxima de geração distribuída a ser inserida no sistema em intervalos regulares de tempo. É comum utilizarem dados históricos na forma de séries temporais de, por exemplo, irradiação e consumo de energia.

Algumas variações podem ser vistas na literatura, como em Melo; Junior; Oliveira, (2021), que apresenta metodologia baseada em otimização com objetivo de determinar a máxima HC. Sua função objetivo a ser maximizada trata-se da soma das potências ativas injetadas nos barramentos do sistema em que há geração distribuída, enquanto que suas restrições de desigualdade são os limites inferiores e superiores tensão, fator de desequilíbrio de tensão, fluxo de potência reverso e limite de injeção de potência ativa no sistema. As restrições de igualdade são modeladas como equações de fluxo de potência conforme método de injeção de corrente trifásica. Sua principal contribuição fica por parte do uso de fluxo de potência reverso e fator de desequilíbrio de tensão na análise sistemática além de utilizar equações do método de injeção de corrente trifásica na modelagem.

Ainda neste no grupo que utiliza otimização na busca por HC, Lakshmi; Gan-Guly, (2018), apresentam uma metodologia baseada em otimização multiobjetivo que utiliza o método de enxame de partículas para estimar perdas técnicas encontrando a HC da rede durante o processo. As restrições utilizadas são limites de magnitudes de tensão da barra, fluxos de corrente, capacidade máxima de geração e afundamento de tensão. Um ponto negativo pode ser o considerável tempo computacional para entrega de resultados.

O pesquisa realizada por Sahu E Ghosh, (2020), apresenta um modelo de método para obtenção da capacidade de hospedagem do sistema. O trabalho cita que o diferencial é que o calculo é feito para cada barra do sistema, indicando que cada uma é considerada alvo potencial para instalação de geração distribuída. A minimização de perdas é usada como a função objetivo a ser minimizada. A pesquisa utiliza algoritmo de enxame de partículas em sistema de distribuição monofásico modelo IEEE 33-bus, utilizando o *software* MATLAB para simulações.

Em Paudyal et al., (2021), é apresentada uma ferramenta desenvolvida com objetivo de determinar os impactos decorrentes da recarga de VEs em rede de distribuição. O objetivo subdivide-se em quantificar o real impacto de recargas, rápidas ou não, e determinar a HC disponível em cada alimentador. Durante seu desenvolvimento o algoritmo recebeu restrições de limite de tensão e limite térmico para ser empregado durante o fluxo de potência. A abordagem utilizada baseia-se em estimar a HC de cada barra via processo iterativo em que a carga da rede é elevada gradativamente enquanto o fluxo de potência é realizado. Deste modo, verifica-se os resultados de cada iteração até que a violação ocorra. E, portanto, o resultado obtido antes que a violação ocorra é considerada a HC da barra específica.

Já Silva; Melgar-Dominguez; Romero, (2021), modela uma estratégia que visa estimar simultaneamente os níveis máximos de penetração de geração distribuída e EVs acomodados em um sistema de distribuição. O artigo estimou a HC considerando padrão de condução de usuários, perfil de recargas e variabilidade de produção de energia da geração distribuída. O problema é tratado como modelo de otimização, o algoritmo é baseado em meta-heurística e utiliza busca adaptativa (do inglês, *general responsibility assignment software patterns* (GRASP)). Durante o desenvolvimento também buscou elevar a HC do sistema. Os resultaram indicaram um aumento de 9% na HC da geração distribuída utilizando carregamento descontrolado de VEs, ou seja sem local ou horário específico para realizar a recarga. Quanto a HC cita que a convergência do algoritmo é alcançada em poucas iterações, mesmo utilizando sistemas diferentes (sistema 83 barras e 135 barras).

3 Controle Volt-VAr

O controle Volt-VAr é aplicado a partir de inversores inteligentes que, por sua vez, são utilizados tanto no sistema fotovoltaico como em VEs. Segundo Seal, (2010), o incentivo à construção de inversores inteligentes surge a partir de um projeto colaborativo entre fornecedores de inversores, fabricantes e organizações de pesquisa. A finalidade seria identificar as necessidades e possibilidades que inversores deveriam apresentar frente à larga apresentação da geração distribuída.

Neste contexto, os resultados desta iniciativa conduziram revisão na norma IEEE1547. (IEEE, 2018a). A revisão apresentou funções de suporte ao controle de tensão, tais como: a) função inteligente corrente reativa dinâmica (do inglês, *Dynamic Reactive Current* (DRC)), b) função inteligente limite máximo de potência ativa, c) função inteligente fator de potência fixo, d) função inteligente Volt-Watt e e) função inteligente Volt-Var. (SEAL, 2010).

Segundo Baran; Hsu, (1999), e Borozan; Baran; Novosel, (2001), o controle Volt-VAr pode ser definido como sendo uma estratégia de controle para gerenciar as magnitudes de tensão (em geral, corresponde a tensão do ponto de conexão) e o fluxo de potência reativa, mas precisamente, consiste de ajustes periódicos sobre dispositivos que injetam potência reativa na rede para melhorar a queda de tensão e que absorvem para reduzir a elevação da tensão.

Na literatura sobre VEs, o Volt-VAr é naturalmente atribuído ao uso do V2G em cenários de otimização em redes inteligentes, do inglês, *Smart Grids*. Em Manbachi et al., (2013), ele é estudado levando em conta diferentes níveis de carregamento e penetração. O algoritmo proposto considera otimização de perdas técnicas utilizando restrições para perfis de tensão e redução de custos operacionais de bancos de capacitores da rede. Em Manbachi et al., (2016), o Volt-Var também é tratado como problema de otimização, utilizando diferentes níveis de carregamento, tipos de recarga e cenários operacionais. Seu objetivo central trata de avaliar os impactos do V2G no alimentador IEEE-123. Em ,ingh; Pamshetti; Singh, (2019), os autores utilizaram controles locais considerando incertezas de demanda de recarga e tipo de recarga. Os controles utilizaram a potência reativa despachada pelos inversores para regulação de tensão local, estudando a participação dos VEs como suporte de energia reativa em pontos espalhados pela rede. Seus resultados indicam redução de perdas sem violar as restrições do sistema e controle de tensão eficiente.

Quando utilizado, o Volt-VAr é atribuído ao controle local de tensão no ponto de conexão com a rede. Em MFVs este ponto é fixo no ramal de instalação, já em VEs este ponto varia em função da estação de recarga em locais públicos ou privados. A dinâmica de controle é normalmente expressa por um gráfico potência reativa x tensão (pu). Um exemplo deste tipo é mostrado na Figura 10.

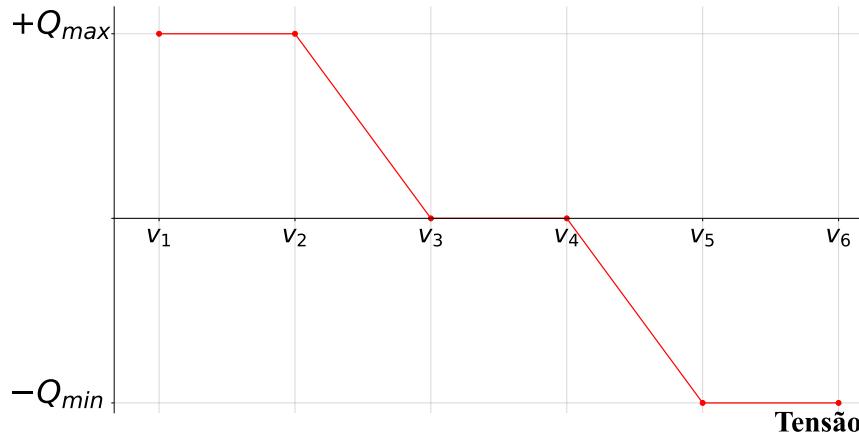


Figura 10. Relação entre essa tensão e potência reativa utilizada no controle Volt-VAr.

Fonte: (NEELY et al., 2013) [adaptado]

A curva apresenta em seu eixo x valores de tensão em pu, geralmente referentes ao ponto de conexão no alimentador ou de outro local da rede. Já no eixo y os valores correspondem à potência reativa em pu geralmente limitada pela capacidade do inversor de fornecer ou absorver potência reativa. De forma geral, valores positivos no eixo y equivalem ao fornecimento de potência reativa ao sistema e valores negativos indicam absorção. Outro ponto importante é a banda morta, intervalo onde não há movimentação de potência reativa, existente no entre V3 e V4. Quando os valores medidos ultrapassam V4, a potência reativa é absorvida, enquanto que quando são menores que V3, a potência reativa é injetada; estas duas características também são convenientemente identificadas como característica indutiva e característica capacitativa, respectivamente. (FREITAS, 2019).

Do ponto de vista das concessionárias, Energy, (2015), cita que o controle Volt-Var é naturalmente implementado sob duas abordagens: redução de pico de demanda e consumo de energia. Na abordagem de redução de pico de demanda, é geralmente usada para reduzir a carga por curtas durações, normalmente por apenas algumas horas em períodos de alta demanda e/ou alto custo. A segunda abordagem trata da redução do consumo de energia através da redução da tensão de conservação, do inglês, *Conservation voltage reduction* (CVR). Segundo Hanson, (2017), este conceito trata-se de fornecer tensões na faixa inferior do aceitável, com objetivo de obter reduções de energia e demanda para os consumidores.

3.1 Curva de capacidade do inversor

Os autores Olivier et al., (2016), citam que a máxima corrente de potência reativa de um inversor é limitada pelo produto da corrente de potência aparente e um elemento relacionado ao fator de potência, Figura 11.

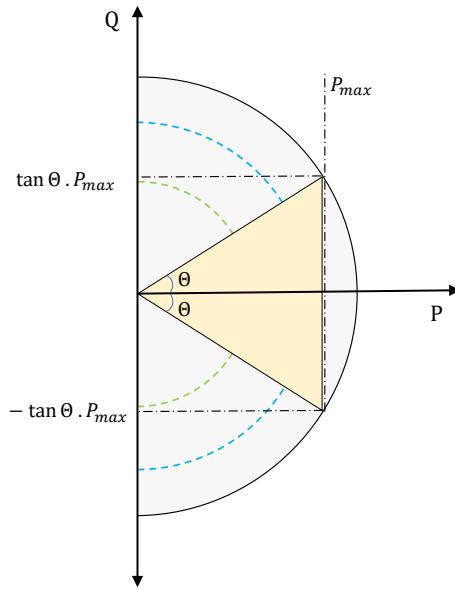


Figura 11. Curva de capacidade do inversor.

Fonte: (OLIVIER et al., 2016) [adaptado]

O modelo descrito apresenta a dinâmica entre corrente de comando de potência reativa (I_{qmax}) e potência ativa (I_{pcmd}) dentro do inversor, estas correntes controlam a entrega de ambas potências ao final do sistema. Esta dinâmica pode ser vista na representação da Figura 11. A mesma referência cita que há prioridade de potência ativa a partir do comando de corrente ativa que, limitado pela classificação do inversor, implica na contenção no fornecimento de potência reativa final. Esta relação pode ser vista também na Equação 3.1.

$$I_{qmax} = I_{pcmd} \cdot \tan(\arccos PF_{min}) \quad (3.1)$$

Algumas normativas que atuam neste âmbito restringem a capacidade dos inversores comerciais limitando as curvas de capacidades segundo as necessidades de cada país, havendo, portanto, diferentes normas ao redor do mundo.

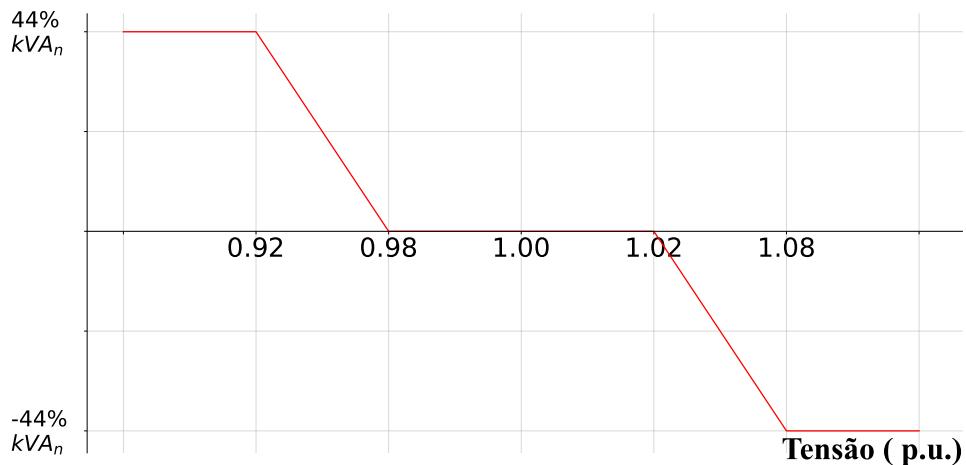


Figura 12. Sugestão de curva Volt-VAr segundo IEEE 1547.

Fonte: (FREITAS, 2019) [adaptado]

A norma IEEE 1547 formaliza que o operador da fonte da energia distribuída deve implementar o mínimo de 44% de injeção, 25% de absorção baixa, e 44% absorção, segundo visto na Figura 12. (IEEE, 2018b).

Já a normativa alemã VDE-AR-N 4110, designa que todos os geradores distribuídos conectados às redes de baixa tensão, dentre eles a geração fotovoltaica, devam operar com FP de forma a contribuir com a regulação de tensão até o limite de sua potência nominal. (FNN, 2018).

A norma Italiana CEI 0-21 em semelhança a anterior, estabelece que geradores distribuídos de 3 kVA a 6 kVA conectados na rede baixa tensão utilizem de forma obrigatória FP ajustável entre 0,95 indutivo a 0,95 capacitivo. Já para unidades com potência nominal acima disto, determina que devam operar dentro da capacidade retangular conforme visto na Figura 12. (CEI, 2022).

3.2 Modelagem no OpenDSS

3.2.1 Modelo Fotovoltaico

Na Figura 13 está detalhado o diagrama esquemático do modelo de sistema fotovoltaico implementado no OpenDSS. O sistema fotovoltaico é modelado utilizando uma biblioteca interna do *software*, ela simplifica a modelagem do sistema separando-o em componentes individuais, possibilitando, portanto, a construção tanto de painel fotovoltaico, quanto inversor fotovoltaico, via linhas de códigos e curvas de funcionamento. (EPRI, 2011).

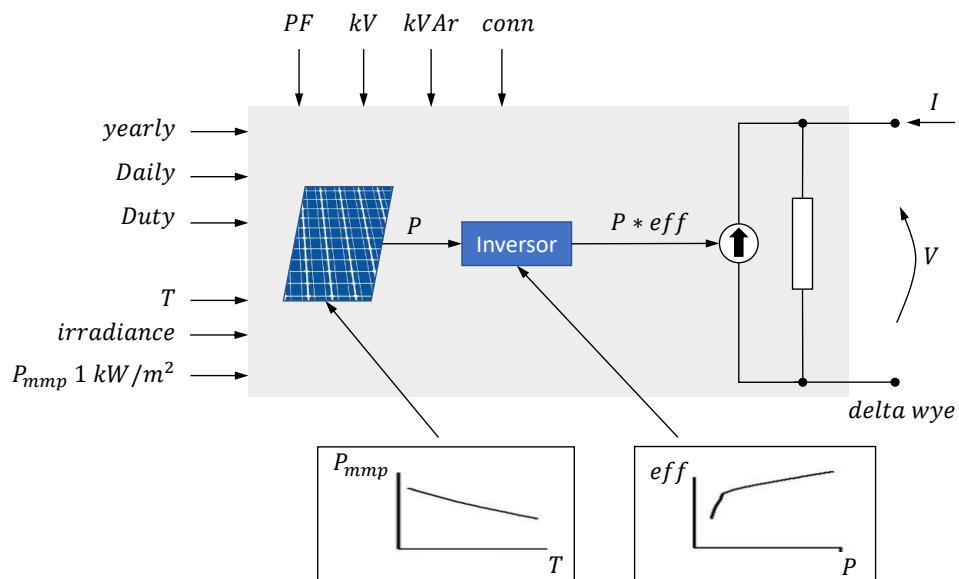


Figura 13. Modelo PV no OpenDSS.

Fonte: (EPRI, 2020b) [adaptado]

O menor passo de tempo para simulações realizadas no OpenDSS é 1 segundo, isto indica que a menor simulação temporal possível seria de um em um segundo. Outro fator importante considerado é que a potência ativa gerada (P) é função da Irradiância, temperatura (T) e potência nominal no ponto de máxima potência (considerando irradiância de 1 kW/m²). Adiante são descritas características vistas na modelagem, enquanto que outras variáveis configuráveis são descritas na Tabela 6:

- Potência reativa – A potência reativa é especificada separadamente da potência ativa e pode ser especificada como valores fixos de kvar ou como valor fixo de fator de potência.

- *Loadshapes, Tshapes e XYCurve* – Em simulações com tempo sequencial, a irradiação, temperatura, eficiência do inversor e potência máxima nominal do painel são representadas por curvas chamadas *loadshape*, *Tshape* e *XYCurve*. No *software* estes objetos são descritos em forma de vetores com valores separados por vírgulas ou espaços, as curvas são especificadas de acordo com o passo de tempo de simulação escolhido pelo usuário como, por exemplo, 24 pontos representando o intervalo em horas de um dia.

A seguir são postos exemplos de funções para criação de curvas utilizadas na simulação dinâmica:

Curva de eficiência do Inversor

```
New XYCurve.Eff npts = 4 xarray = [.1 .2 .41 .0 ] yarray = [.86 .9 .93 .97 ]
```

Curva de irradiação

```
New LoadShape.Irrad npts = 24 interval = 1
```

```
~ mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3 .5 .8 .9 1.0 1.0 .99 .9 .7 .4 .1 0 0 0 0 0 ]
```

Curva de temperatura

```
New TShape.Temp npts=24 interval = 1
```

```
~ temp=[25 25 25 25 25 25 25 25 35 40 45 50 60 60 55 40 35 30 25 25 25 25 25 2 5]
```

Curva para Pmpp em 25 graus

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

- Elemento *InvControl* – Permite o gerenciamento da direção do fluxo de potência no inversor do sistema PV. As principais propriedades que precisam ser definidas durante modelagem deste elemento são citadas na Tabela 5. (EPRI, 2020a):

3.2.2 Elemento *Storage*

O elemento *Storage* foi utilizado para representação dos VEs. Ele pode operar em modo autônomo ou ser controlado por um *InvControl* para gerenciar o despacho de armazenamento de energia através de funções inteligentes em semelhança a *PVsystem*. Este elemento também pode operar em modos Diário ou Anual, normalmente destinados soluções relacionadas a períodos de tempo com intervalo de tempo de minutos a uma hora. (EPRI, 2020b). Um modelo básico do elemento *storage* é mostrado na Figura 14, nele são expostos: o fluxo bidirecional de potência é indicado, contam também com a indicação das perdas por carga, descarga e inatividade, **variáveis de estado** e uma bateria ideal.

Tabela 5. Definições utilizadas no elemento Invcontrol.

Elemento	Descrição
DERList	Lista com nomes dos elementos PVSystem e/ou Storage a serem controlados.
mode	Definição da função inteligente que o inversor irá conduzir: Volt-Var, Volt-Watt, Watt-FP dentre outras.
avgwindowlen	Janela de duração em que os valores são medidos.
monBus e monBusesVbase	Respectivamente, nome das barras e tensões correspondentes aos elementos (PVSystem e/ou Storage) utilizados.
monVoltageCalc	Opções de cálculo para valores de tensões monitoradas na “monBus”, podendo ser: média dos valores, valor máximo e valor mínimo.
RefReactivePower	Define a base da potência reativa absorvida ou fornecida, podendo ser: a) VARAVAL: Os valores de potência reativa são iguais à potência reativa disponível no inversor, b) VARMAX: Os valores de base são iguais ao valor definido nas propriedades kvarMax e kvarMaxAbs.
VarChangeTolerance	Valor que representa a tolerância comparado a diferença entre o valor da potência reativa desejada em pu com a potência reativa de saída em pu do elemento controlado.
vvc_curve1	Nome da curva que contém o perfil do controle volt-var.

Fonte: (EPRI, 2020a) [adaptado]

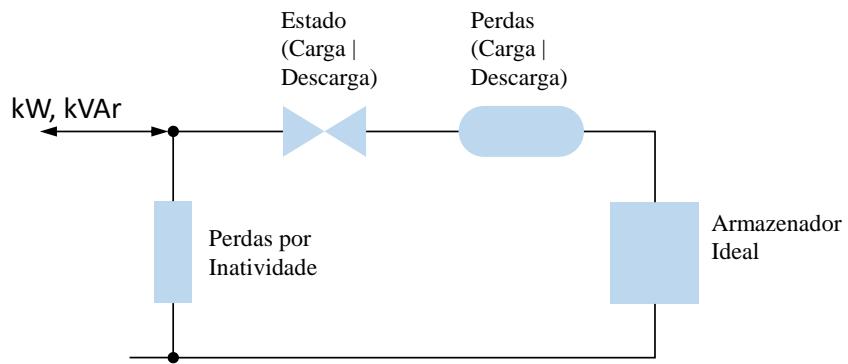


Figura 14. Modelo Storage no OpenDSS.

Fonte: (EPRI, 2020b) [adaptado]

Dentre os modos de despacho de potência reativa disponíveis ao elemento *Storage*, o *InvControl* pode aplicar-se através suas funções de controle de tensão e despacho de potência enquanto que uma opção de despacho próprio do elemento dispõe de modos de FP constante e potência reativa constante. A regra geral para que o elemento opere é que a energia armazenada atinja capacidade máxima ou mínima, e que gatilhos de carga e descarga sigam uma curva de carga previamente definida pelo usuário.

Tabela 6. Definições utilizadas no sistema fotovoltaico.

Elemento	Descrição
kVA	Potência aparente nominal do inversor
kV	Tensão AC nominal do inversor
Phases	Quantidade de fases do sistema
conn	Conexão do sistema (estrela, delta, fase-neutro, fase-fase)
PF	Fator de potência de operação
kvar	Potência reativa fornecida/absorvida
kvarLimit	Limite de “geração” de potência reativa
VarFollowInverter	Possibilidade de operação noturna
EffCurve	Nome da curva de eficiência do inversor
bus1	Nome da barra ao qual o sistema PV está conectado, é possível incluir os nós utilizados.
daily	Configuração para simulações de despacho diárias, necessário inserir nome da <i>loadshape</i> previamente definida pelo usuário.
kvarMax	Implica a potência reativa máxima do inversor, trata-se de valor sem sinal.
kvarMaxAbs	Implica no valor máximo de potência reativa que o inversor pode absorver, trata-se de valor sem sinal.
PFPriority No) ou (True	configuração feita com (Yes False), serve para configurar o inversor para operar com prioridade FP (usado em modo FP constante).
Pmpp	Potência máxima nominal do painel fotovoltaico (irradiação de 1,0 kW/m ² e uma temperatura do painel selecionada pelo usuário).
Tdaily	Nome da curva de temperatura previamente definida pelo usuário para usar em simulações diárias.
Vmaxpu	Padrão = 1,10. Máximo valor de tensão que a unidade opera.
Vminpu	Padrão = 0,90. Mínimo valor de tensão que a unidade opera.
yearly	Configuração para simulações de despacho anuais.

Fonte: (EPRI, 2011) [adaptado]

No momento em que o elemento *Storage* está em inatividade, o OpenDSS utiliza a definição realizada por %IdlingkW (Tabela 7) para modelar perdas ativas de equipamentos auxiliares do armazenador (refrigeração, controle, etc...) modeladas por uma impedância constante. Uma lista com algumas funções internas são listadas na Tabela 7. Definições como *phases*, *conn*, *PF*, *kW*, *kvar*, *kVA* e *bus1* são semelhantes as descrições vistas na Tabela 6.

3.3 OpenDSS

O OpenDSS é um Simulador de Sistema de Distribuição de energia elétrica (DSS) que foi desenvolvido com objetivo de apoiar a integração de recursos distribuído. O

simulador permite simulações de tempo sequenciais chamadas de “soluções quase estáticas”, do inglês, *quasi-static time-series* (QSTS), que segundo Broderick, (2018), podem modelar de forma realista controladores de tensão dependentes do tempo e simular uma variedade de potenciais impactos que podem ocorrer durante a operação de um sistema distribuído em diferentes épocas do ano.

O programa disponibiliza a interface *Component Object Model* (COM), permitindo o desenvolvimento de aplicações externas que executam soluções alternativas que variam em acordo com objetivos específicos. Configurações feitas internamente podem facilmente sofrer modificações por programas externos como, por exemplo, funções ligadas a recursos físicos da rede, configurações do fluxo de carga e modificação de controles internos. Deste modo, a partir de uma interface externa o programa pode ser acionado de forma independente sem que modificações externas alterem o script original. Dentre as linguagens e *softwares* empregados estão o MATLAB (*MATrix LABoratory*), C++, Python, Java etc.

Seus recursos são: fluxos de energia, análise harmônica, análise dinâmica (eletromecânica), análise probabilística (análise por cenário) e simulações em tempo real. Dentre os recursos de geração distribuída, destacam-se: modelagem de sistemas fotovoltaicos, armazenamento de energia por banco de baterias, inversores inteligentes, sistemas eólicos e micro-redes.

Dentre os modos para estudos de fluxo de potência estão:

- Modo de instantâneo (*Snap Power Flow*) – Resolve o fluxo de carga a partir das condições predefinidas no circuito, as cargas podem ser modificadas por um fator multiplicador que pode atuar anualmente.
- Modo diário (*Daily Power Flow*) – Executa fluxo de potência baseado em uma curva previamente repassada ao *software*. Uma variante seria o modo anual, de forma que a curva de curva é especificada de forma diferente.
- Modo direto (*Direct Power Flow*) - Este modo utiliza um modelo de admitância para todas as cargas.

O simulador ainda conta com modos específicos para estudos com incremento de tempo na curva, estudos de harmônicos e estudos com simulações de morte carlo.

Tabela 7. Definições utilizadas no elemento Storage.

Elemento	Descrição
kWrated	Define a máxima saída de potência do inversor. Este valor é base para <i>loadshapes</i> .
kWhrated	Capacidade nominal de energia em kWh.
kWhstored	Atual quantidade de energia armazenada em kWh.
%Discharge	Define a taxa (potência) de descarga da bateria em kW.
%Charge	Define a taxa (potência) de recarga da bateria em kW.
%EffCharge	Define a eficiência de recarga da bateria.
%EffDischarge	Define a eficiência de descarga da bateria.
%IdlingkW	Define a porcentagem de kW perdida por inatividade.
Balanced	Definição (<i>yes</i> ou <i>no</i>) que impõem balanceamento de correntes nas três fases.
daily	Nome da <i>loadshape</i> utilizada para definição do comportamento da bateria (carga e descarga)

Fonte: (EPRI, 2020b) [adaptado]

3.4 Considerações Finais

Os trabalhos relacionados nos capítulos anteriores apresentam a base teórica com estado da arte dos sistemas fotovoltaicos e sua composição, inversor de frequência, funções inteligentes, veículos elétricos e modelagem no OpenDSS. Também se mesclam com normas e modelagem teórica necessárias à condução de simulações e análises das respostas dos sistemas estudados.

Quanto ao levantamento bibliográfico realizado, poucos estudos propuseram em específico o tema da capacidade de hospedagem conjunta de BEV-MFVs em redes de distribuição de baixa tensão, considerando a projeção sob cenários de massiva penetração e tendo em mente particularidades de perfil normalmente probabilístico inerentes destas tecnologias.

Neste sentido, nos capítulos a seguir, a metodologia proposta e os resultados obtidos são apresentados. Os resultados são apresentados através da utilização de *boxplots* dos dados de magnitude de tensão, desequilíbrio de tensão, carregamento do transformador e perdas técnicas.

4 Metodologia

A metodologia utilizada foi adaptada a partir do trabalhado *Combined PV-PEV Hosting Capacity Analysis in Low-Voltage Distribution Networks* visto em Silva e Vieira, (2022). A principal modificação se deu na inserção de um bloco de controle Volt-VAr como etapa na rotina associada aos BEVs e MFVs após etapa de seleção aleatória de fases para conexão, pode ser visto no fluxograma da Figura 15.

4.0.1 Fluxograma do Código

O diagrama de blocos da metodologia proposta para a avaliação probabilística da capacidade de hospedagem combinada de MFV e BEV considerando o efeito do controle Volt-VAr local em RDBT é apresentado na Figura 15.

Na primeira etapa, denominada por base de dados, os perfis de recarga das baterias dos VEs, o perfil de irradiação solar ilustrado, os perfis de carga das residências e os parâmetros da RDBT são disponibilizados. Os dados da modelagem referem-se ao equivalente da rede de média tensão na entrada do transformador de distribuição com os valores da capacidade de curto-circuito e/ou impedâncias de sequência positiva e negativa; transformador de distribuição com seu tipo de conexão na entrada e saída, perdas nas operações a vazio e sob carga e a resistência e reatância dos enrolamentos do equipamento, geometria e parâmetros elétricos dos condutores. Neste insere-se o carregamento máximo admissível; comprimento dos trechos do alimentador e suas respectivas barras de conexão; consumo individual das residências; potência e curvas de carga dos postes de iluminação pública conectados à RDBT.

As curvas de carga residenciais são criadas com base nos dados de Posse e Hábitos do Uso de Equipamentos de Energia Elétrica. (ELETROBRAS, 2020). Conforme Silva e Vieira, (2022), cinco incertezas são utilizadas para a geração de 5.000 curvas estocásticas. As incertezas são: eletrodoméstico, quantidade de conexões do mesmo ao dia, duração da conexão e instantes de tempo iniciais e finais da conexão. Na Figura 17 ilustra-se um exemplo de curva de carga residencial gerada.

Na Figura 17 nota-se um padrão típico nas cidades onde os moradores tendem a ficar fora durante o dia devido às atividades diárias e à noite apresentar um consumo maior, com pico entre 18 h e 20 h.

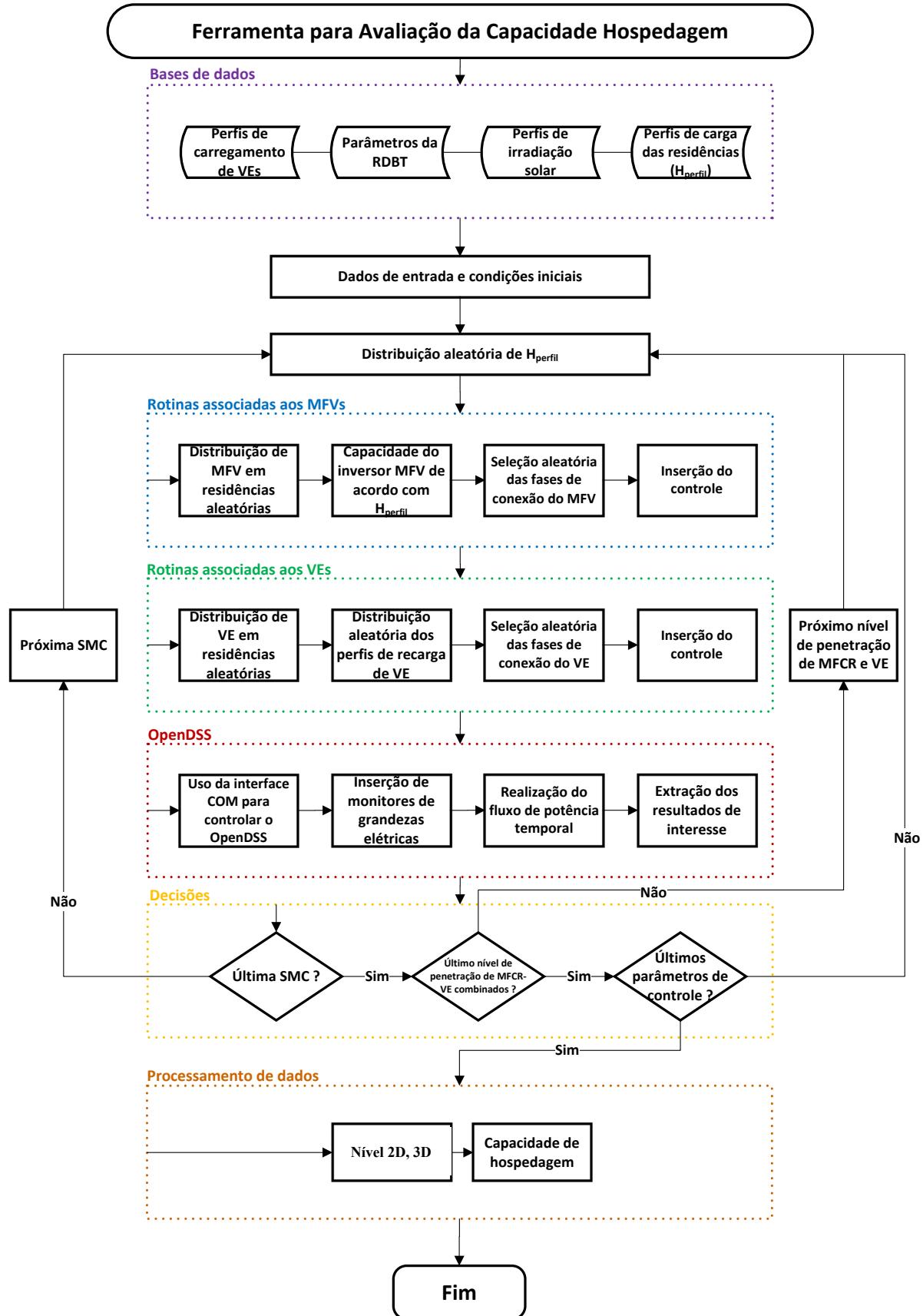


Figura 15. Fluxograma da metodologia proposta.

Fonte: (SILVA; VIEIRA, 2022) [adaptado]

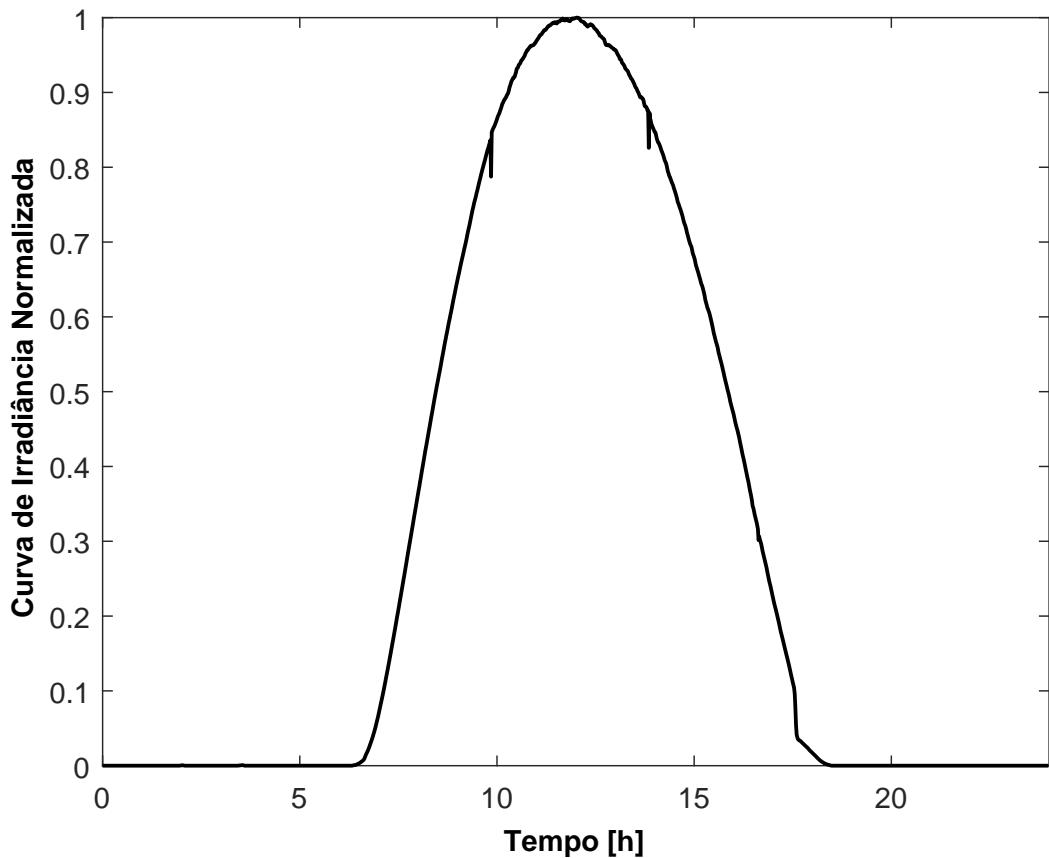


Figura 16. Curva de irradiação solar em dia de céu limpo.

Fonte: Próprio autor.

Quanto às curvas de carga dos BEVs, 2.500 unidades de recarga do tipo lenta são geradas com base no comportamento do usuário. São consideradas 4 incertezas: número de recargas, tempo de conexão, estados de carga inicial e final da bateria do VE. A bateria com capacidade de 24 kWh é dividida em 12 estados de carga iguais. (EV, 2020). A Figura 18 ilustra dois exemplos de curvas geradas para emular o comportamento do usuário sob recarga lenta, enquanto que a Figura 16 mostra a curva para irradiação solar de céu claro.

Na Figura 18, o primeiro exemplo, na curva sólida, representa uma recarga com duas conexões no mesmo dia, sendo uma mais longa coincidindo com o horário de pico da demanda residencial e uma mais curta. O segundo, na curva com traço e ponto, ilustra uma recarga em período de tempo reduzido.

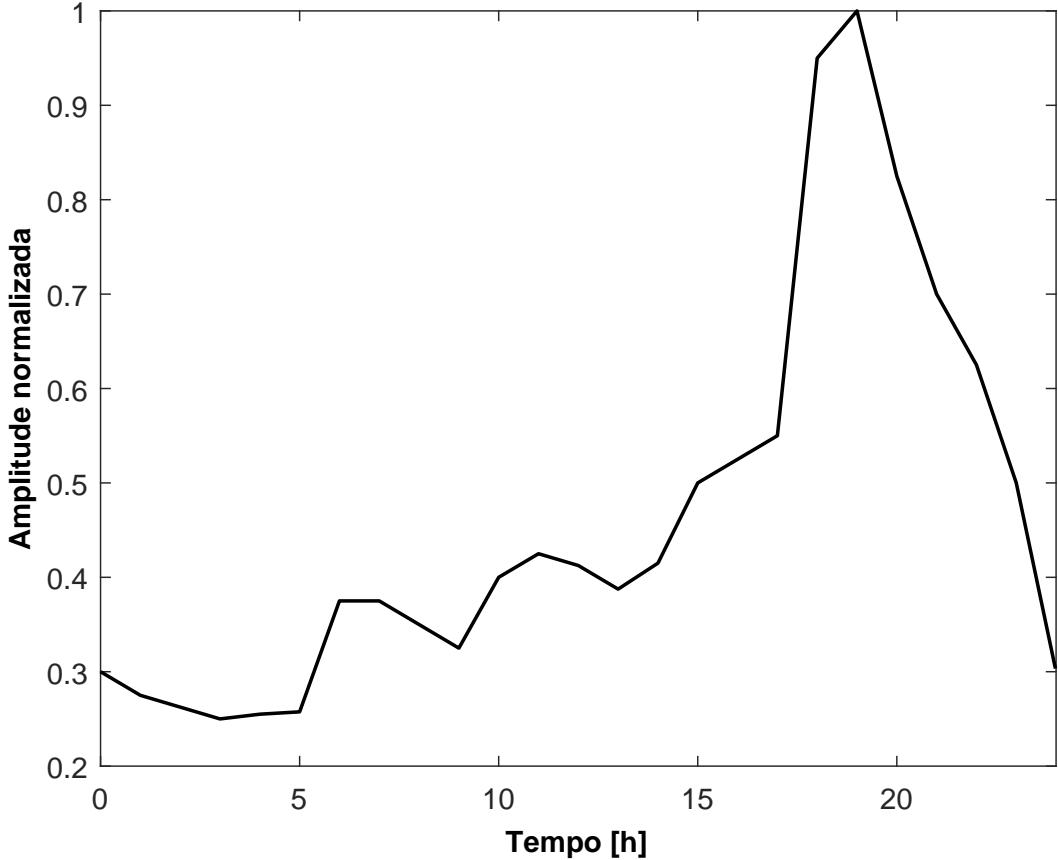


Figura 17. Exemplo de curva de carga residencial.

Fonte: Próprio autor.

Finalizada a primeira etapa, os dados de entrada e condições iniciais são apresentados. Neste, define-se a quantidade de SMCs e o cenário de irradiação solar do experimento. O perfil ensolarado é escolhido por representar um cenário extremo para operação da MFV. Ao final, distribui-se as curvas de consumo residencial para as residências. Na segunda etapa, denominada por rotinas associadas aos MFVs, conforme o percentual de residências da RDBT com MFV define-se aleatoriamente sem ponderação quais residências terão geração distribuída conectada. Cada residência j selecionada possui uma unidade de MFV_j , sem repetições conforme a Equação 4.1.

$$MFV_j = \{x \in N \mid 1 \leq x \leq R_{max}\} \quad (4.1)$$

Onde R_{max} é o número máximo de residências na rede elétrica avaliada. A seguir, o valor da capacidade do inversor instalado (MFV_{CI}) nas residências selecionadas depende do perfil de carga da residência e é calculado conforme a Equação 4.2.

$$MFCR_{CI}(Wp) = 1,25 \cdot L_{medio}HFS_{\beta} \quad (4.2)$$

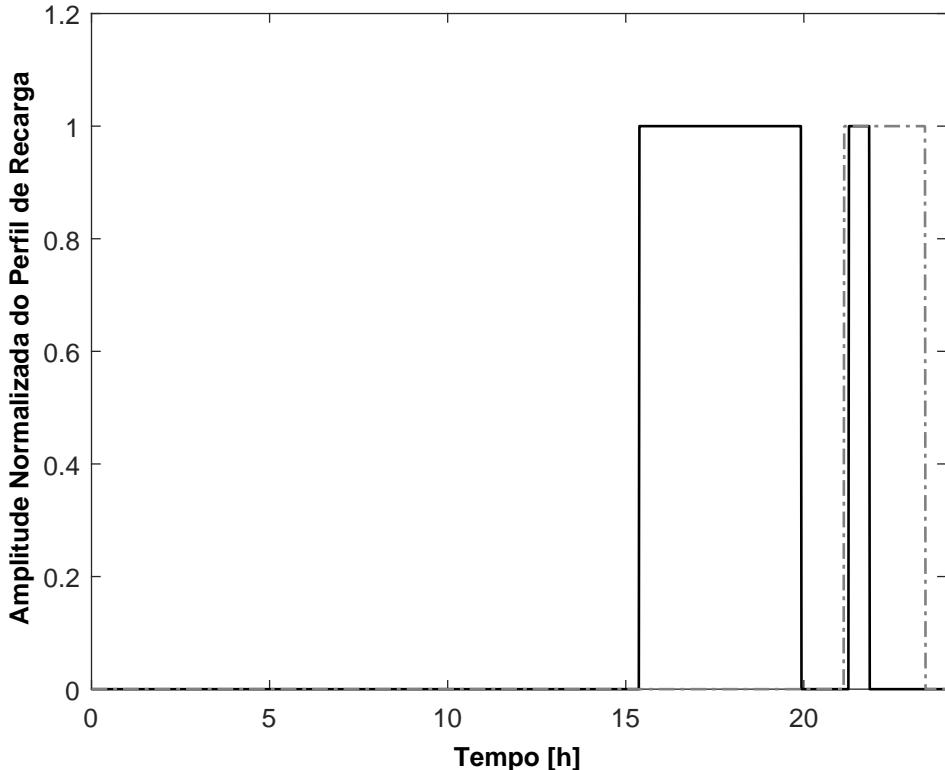


Figura 18. Exemplos de curva de carga de VE para modo lento.

Fonte: Próprio autor.

Onde o fator 1,25 é a margem de segurança aplicada em 25%, excedente vinculado a possibilidade de aumento de carga da residência com passar do tempo. L_{mdio} é o consumo médio mensal registrado ao longo de 12 meses e HFS_{β} é o menor valor médio mensal de irradiação solar fornecida na cidade. Em geral, os inversores possuem 95% de eficiência e uma ou duas fases de conexão consoante a capacidade instalada do sistema. Na sequência, seleciona-se aleatoriamente as fases de conexão do inversor. Por fim, integra-se o controlador Volt-VAr e os respectivos parâmetros associados a sua curva de operação.

Na terceira etapa, denominada por rotinas associadas aos BEVs, conforme o percentual de residências da RDBT com BEV define-se aleatoriamente sem ponderação quais residências terão BEV conectado. Cada residência j selecionada possui uma unidade de VE_j , sem repetições conforme a Equação 4.3.

$$VE_j = \{x \in N \mid 1 \leq x \leq R_{max}\} \quad (4.3)$$

Na sequência, seleciona-se aleatoriamente os perfis de recarga de BEV na base de dados de modo a suprir as residências selecionadas. A seguir, escolhe-se aleatoriamente as fases de conexão do carregador do BEV. Por fim, os parâmetros do controlador Volt-VAr em conjunto a sua estrutura são inseridos.

A quarta etapa, denominada por OpenDSS, consiste na consolidação das últimas operações necessárias para realização das simulações. Inicialmente, os procedimentos realizados anteriormente no Python são efetivados no código principal do OpenDSS. A seguir, insere-se os monitores das grandezas de tensão e potência nos nós da rede elétrica, os medidores de energia e perdas elétricas inseridos visam prover os dados necessários para a análise e provisionamento dos impactos técnicos e a capacidade de hospedagem. Na sequência, o fluxo de potência QSTS com 144 pontos é executado. Por fim, os dados de nível e Desequilíbrio de Tensão (DT), carregamento do transformador, medidores de energia no transformador de distribuição e residências são extraídos.

Na quinta etapa, denominada por decisões, identifica-se a ocorrência da última SMC. Em caso negativo, os procedimentos anteriores a partir da distribuição das curvas de carga para as residências são repetidos. Em caso positivo, verifica-se a ocorrência do último nível de penetração de MFV e BEV combinados. Caso seja falso, as SMCs para a próxima combinação são repetidas. Caso positivo, verifica-se a aplicação de todos os parâmetros na estratégia de controle. Se sim, pula-se para a próxima etapa do algoritmo. Se não, os procedimentos anteriores são repetidos até a finalização da implantação do último algoritmo de controle.

Na sexta etapa, denominada por processamento de dados, as grandezas elétricas e medições extraídas anteriormente são compiladas e tratadas para apresentação dos resultados. Inicialmente, apresenta-se os dados de nível de tensão, DT, carregamento do transformador e percentual de Perdas Técnicas (PT). Por fim, compila-se os dados para identificação da capacidade de hospedagem.

4.0.2 Parâmetros da Rede

O circuito teste de baixa tensão utilizado neste trabalho é o CA 746, localizado na cidade de Belém do Pará. Este é selecionado por dispor de consumidores residenciais com recursos financeiros para adquirir em massa MFV e BEV. Uma premissa base de aplicação do método estudado está em assumir que haja suficientes dispositivos na rede capazes de causar desequilíbrios a partir da quantidade de penetrações simultâneas, o que, de outra forma, indiretamente conduziria a um grupo específico de consumidores capazes de produzir um cenário como este.

A RDBT é suprida pelo alimentador BI-05 da subestação da Equatorial Energia Pará do Benguí 69/13,8 kV 2x30 MVA. O CA 746 possui um transformador de distribuição abaixador 13,8 kV/220 V com capacidade de 75 kVA. Esta rede supre a carga de 26 residências, a guarita de segurança do condomínio e os postes de iluminação pública. O transformador de distribuição está localizado de modo a suprir três ramos dos sistema conforme ilustrado na Figura 19.

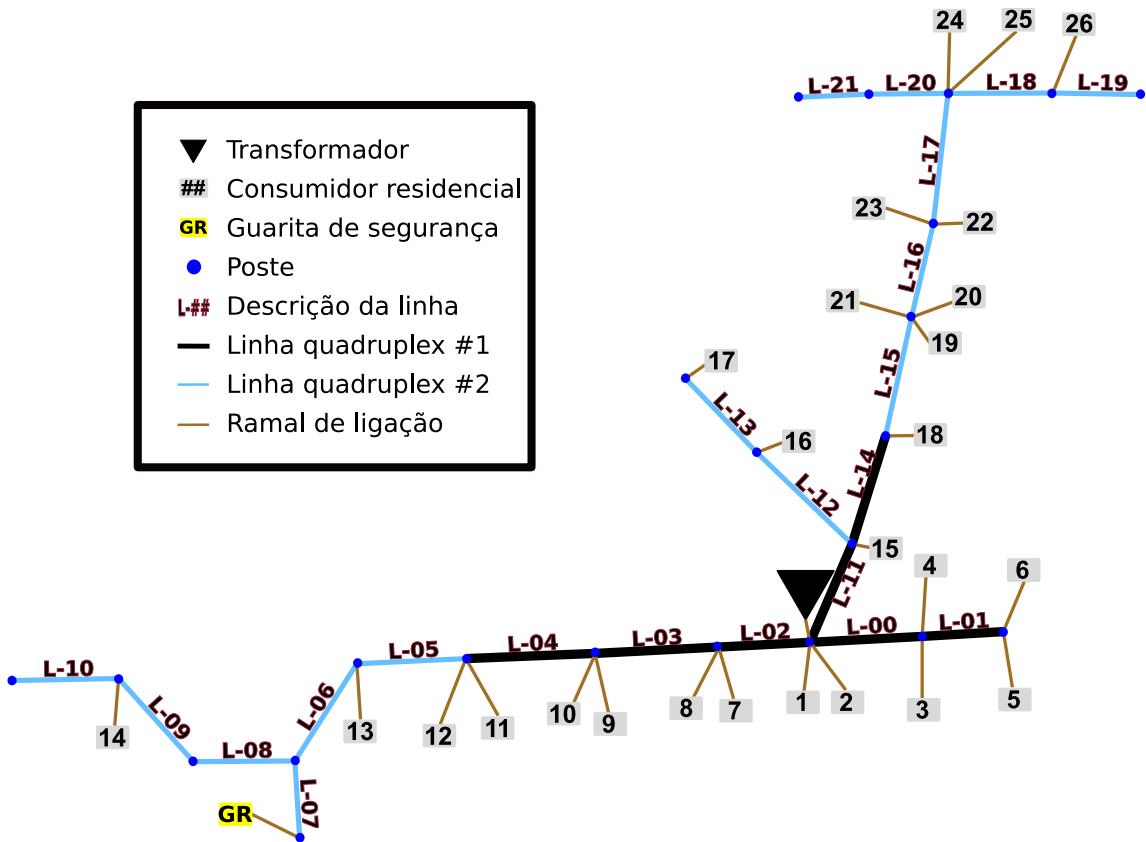


Figura 19. Diagrama unifilar do circuito CA 746.

Fonte: (SILVA; VIEIRA, 2022) [adaptado]

4.0.3 Setup dos Experimentos

O estudo de caso é dividido em dois cenários:

- Cenário 01 - Trinta e seis níveis de penetração conjunta de MFV e BEV são avaliados. Inicia-se sem a conexão dos dois elementos e a seguir varia-se o nível de penetração de 20% a 100%. O fator de potência do inversor do MFV e do carregador do BEV é unitário.
- Cenário 02 - Neste, seguindo mesmo padrão de exposição de dados, implementa-se o controle Volt-VAr no inversor do MFV e no carregador do BEV. Para ambas tecnologias a mesma curva é utilizada, ela pode ser vista na Figura 20. O controle Volt-VAr atua com limite de fator de potência em 0,8, conforme estabelecido pela norma IEEE-1547 para inversores comerciais. (IEEE, 2018b).

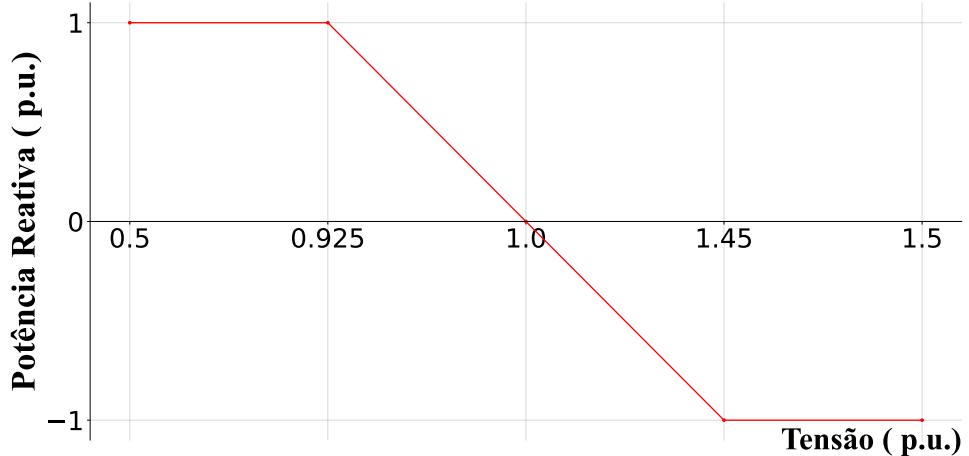


Figura 20. Curva Volt-VAr

Fonte: Próprio autor.

Em cada cenário de teste são realizadas 2.000 SMCs. Os dados de saída consistem em 156.000 curvas de nível de tensão com resolução de 10 minutos cada uma. As curvas de DT totalizam 54.000 unidades e as de carregamento do transformador e PT 2.000. Em virtude da quantidade de dados, demonstra-se os resultados em gráfico de diagrama de caixa, do inglês *boxplot*, devido sua capacidade de generalizar os dados.

5 Resultados

5.1 Cenário 1

A capacidade de hospedagem é definida mediante à inexistência de transgressão aos limites regulatórios de nível de tensão e DT e por último a sobrecarga do transformador. Nesta seção os resultados são apresentados em percentual de respectivamente MFV|BEV em representação 3D e 2D.

5.1.1 Nível de Tensão

Na Figura 21, a ausência de BEVs na RDBT torna a sobretensão ou valores elevados de tensão recorrente. Por outro lado, a presença de BEVs e na ausência de MFV, subtensões tornam-se frequentes. Ao comparar-se o percentual de nível de penetração conjunto de 60|0 aos de 60|20, 60|40, 60|80 e 60|100, o nível de tensão passa de sobretensão a valores adequados. Ou seja, a conexão de BEV mitigou a sobretensão gerada pela MFV. Inversamente, MFV reduz a subtensão, este efeito é identificado em 0|100 a 60|100.

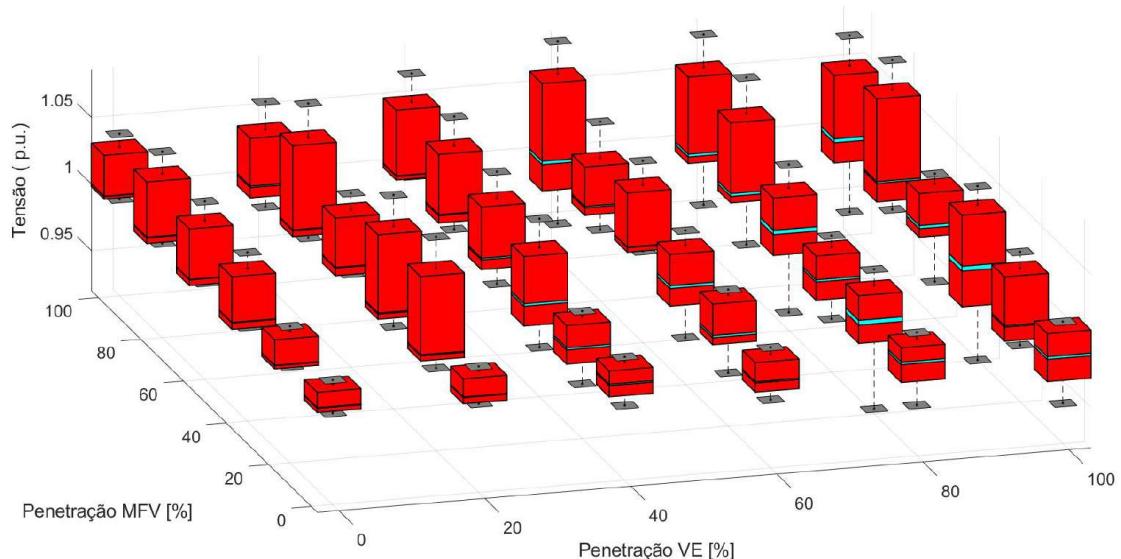


Figura 21. Nível de tensão na RDBT para distintos níveis de penetração de MFV e BEV.

Fonte: Próprio autor.

5.1.2 Carregamento do Transformador

De acordo com a Figura 22, os BEVs possuem maior correlação com o carregamento do transformador ao comparar-se à conexão da MFV. Esta ocorrência é ratificada em 0|20 a 0|100. Em contrapartida, em 0|100, 40|100 e 60|100 este impacto é gradativamente mitigado, no último *boxplot* os valores demonstram-se menores ao comparar-se aos valores iniciais.

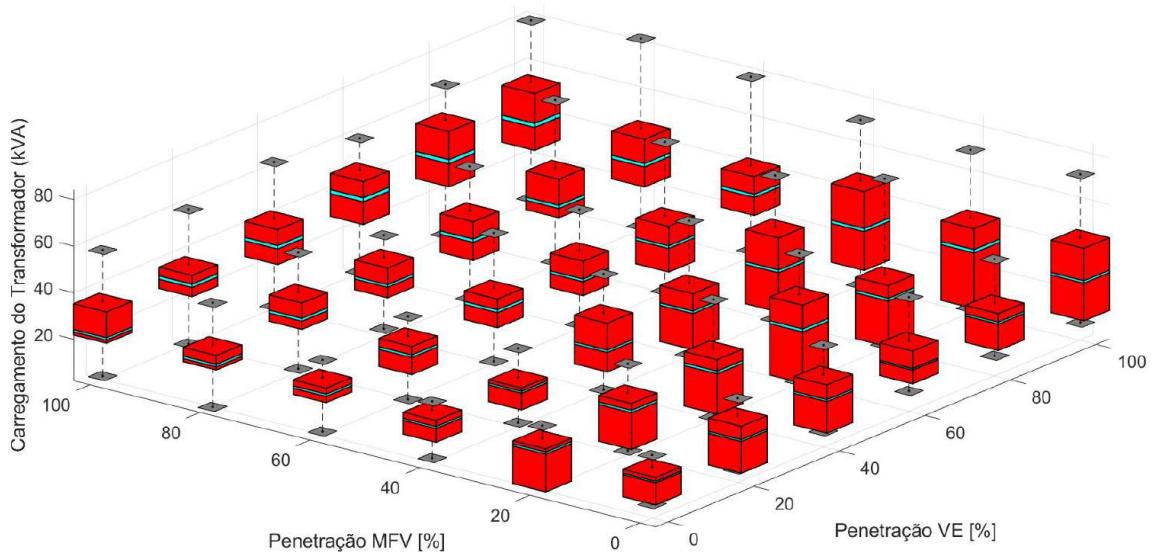


Figura 22. Carregamento do transformador para distintos níveis de penetração.

Fonte: Próprio autor.

5.1.3 Desequilíbrio de Tensão

Na Figura 23, os resultados de DT ultrapassaram o limite regulatório. Se comparadas percentuais 20|100 e 100|20, suas medianas diferenciam-se ligeiramente, com limite sendo ultrapassado no caso de maior incidência de MVFs. Estes dados são fortemente concentrados nos respectivos *boxplots* até próximo dos percentuais de 80% e 100%, quando indicam maior tendência à extrapolação.

5.1.4 Capacidade de Hospedagem

Ao avaliar a capacidade de hospedagem considerando os parâmetros de tensão e carregamento do transformador, 20|20 é aproximadamente a capacidade de hospedagem ideal para esta forma de ocupação. Individualmente, 60% é a capacidade de MVFs em operação individual, e 100% para BEVs. Quando juntos atingem níveis de 20|100, 60|20 e 40|80.

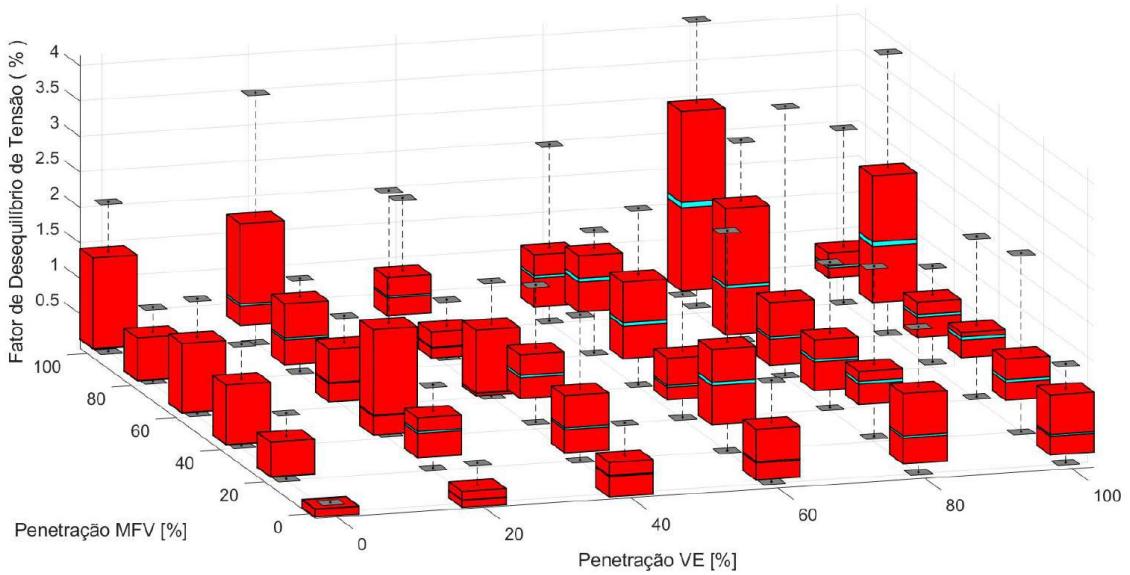


Figura 23. Desequilíbrio de tensão para distintos níveis de penetração.

Fonte: Próprio autor.

5.2 Cenário 2

O controle Volt-VAr é inserido no inversor da MFV e carregador do BEV para identificar os seus efeitos na capacidade de hospedagem conjunta de MFV e BEV. Complementarmente, identifica-se o comportamento das PT quando há conexão do referido controle.

5.2.1 Nível de Tensão

Ao comparar-se a Figura 24 e a Figura 21, valores máximos e tendências a sobre-tensão foram reduzidos. Contudo, os *boxplots* dispostos em 100|100, 0|100, 20|100 e 60|100 mostram subtensão, valores mínimos ultrapassando o limite inferior de 0,92 p.u.

5.2.2 Carregamento do Transformador

Se postas lado a lado, as Figuras 22 e 25 demostram valores máximos atenuados após inserção do controle. Ao avaliar 80|100, 60|100, 20|80 e 100|100, comparando-os, havia antes extração do limite de funcionamento que foi corrigido ao final. Contudo, em sua maioria os resultados indicam maior tendência à elevação explícito ao comparar os máximos de ambos resultados. Ao se analisar a ação individual de MFV e VE na Figura 25 vê-se pouca ação do controle, não havendo modificações significativas em ocupações abaixo de 80%.

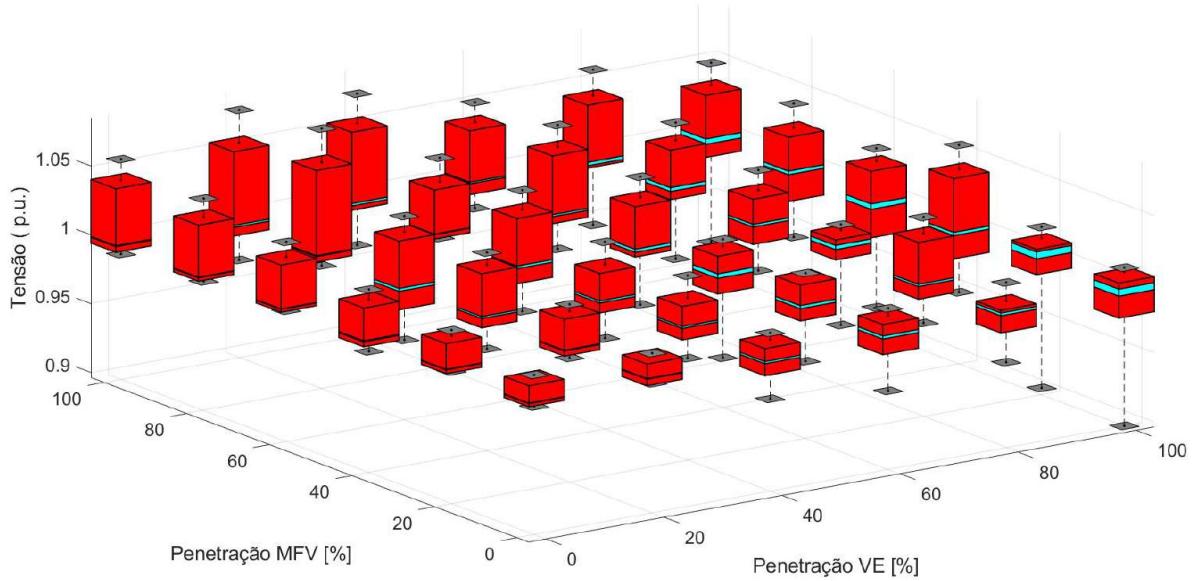


Figura 24. Nível de tensão na RDBT para distintos níveis de penetração de MFV e BEV e controle Volt-VAr.

Fonte: Próprio autor.

5.2.3 Desequilíbrio de Tensão

A Figura 26 demonstra a ausência de resultados significativos quanto à mitigação do desequilíbrio de tensão ao comparar-se com a Figura 23. Comparando 40|20, 20|60 e 60|80, o controle Volt-VAr foi eficiente para mitigar o DT. Entretanto, em 80|80, 100|100, 0|100 e 20|100 o desequilíbrio aumentou ultrapassando o limite regulatório, sendo os BEVs preponderantes.

5.2.4 Capacidade de Hospedagem

A conexão do controle Volt-VAr no inversor do MFV proporcionou a capacidade de hospedagem individual de MFV e BEV, 60% e 80%, respectivamente. Ou seja, o BEV possui maior limitação em uma operação individual quando compara-se ao cenário sem inserção dos controladores. Ao avaliar-se a capacidade hospedagem combinada de MFV-BEV, os valores atingem 80|40 e 60|80, elevando a capacidade de hospedagem ao comparar-se com o cenário anterior.

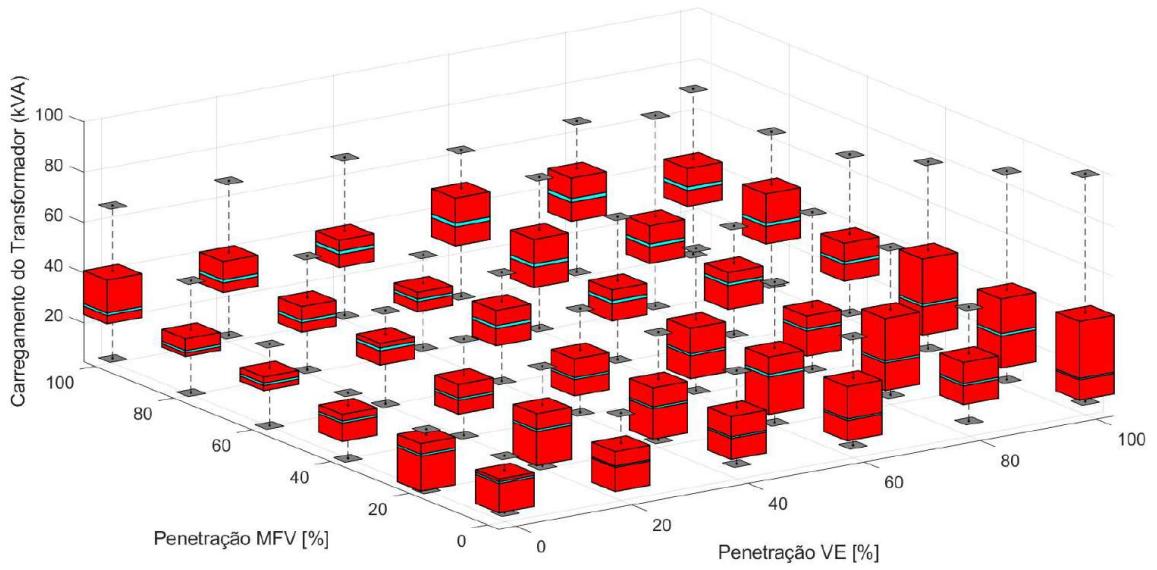


Figura 25. Carregamento do transformador para distintos níveis de penetração e controle Volt-VAr.

Fonte: Próprio autor.

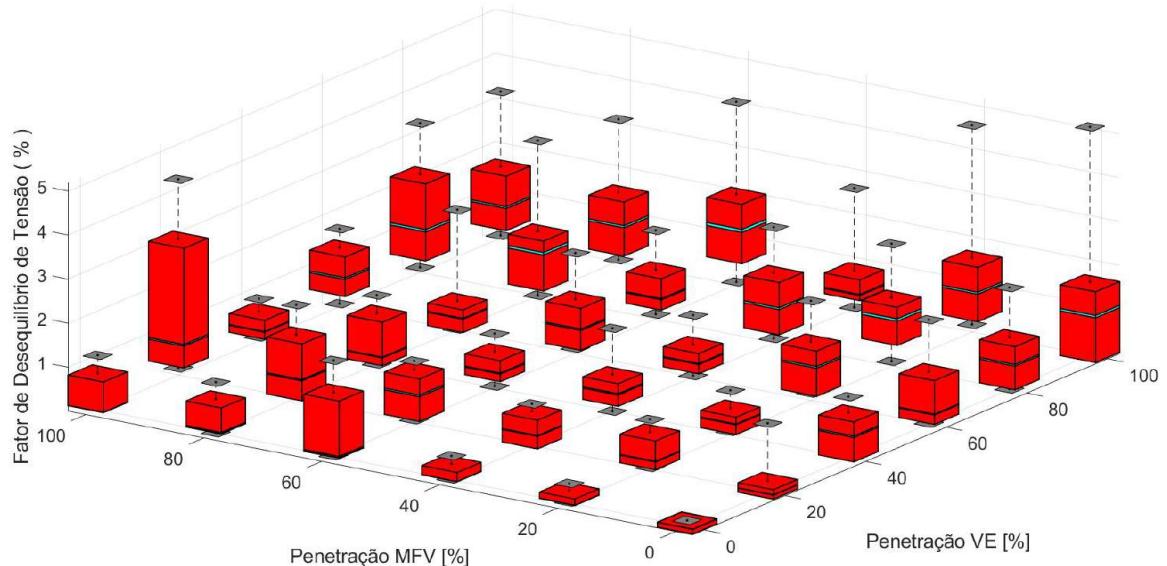


Figura 26. Desequilíbrio de tensão para distintos níveis de penetração e controle Volt-VAr.

Fonte: Próprio autor.

5.3 Perdas Técnicas

5.3.1 Cenário 1

Nesta análise, dois gráficos são inseridos, cada um retratando perspectivas diferentes de aumento da visualização dos gráficos. Na Figura 27 *boxplots* nos percentuais de 80|0, 80|20, 100|20, 100|40, 100|60 e 100|80 indicam eventos de fluxo reverso de potência a montante dos pontos de conexão. As MFVs possuem efeito significativo para o aumento das perdas técnicas e os BEVs para a redução quando há conexão conjunta. Conforme a Figura 28, as conexões de BEVs reduzem as PT quando os MFVs são conectados na RDBT. Em 60|0 as PT tem o valor da mediana próximo a 16,5%, e ao conectar 20% de BEV a mediana reduz para aproximadamente 10,5%, similar ocorre com o valor máximo. Resultados semelhantes são identificados em 60|40, 60|80 e 60|100, a mediana reduz para valores próximos a 6,5%.

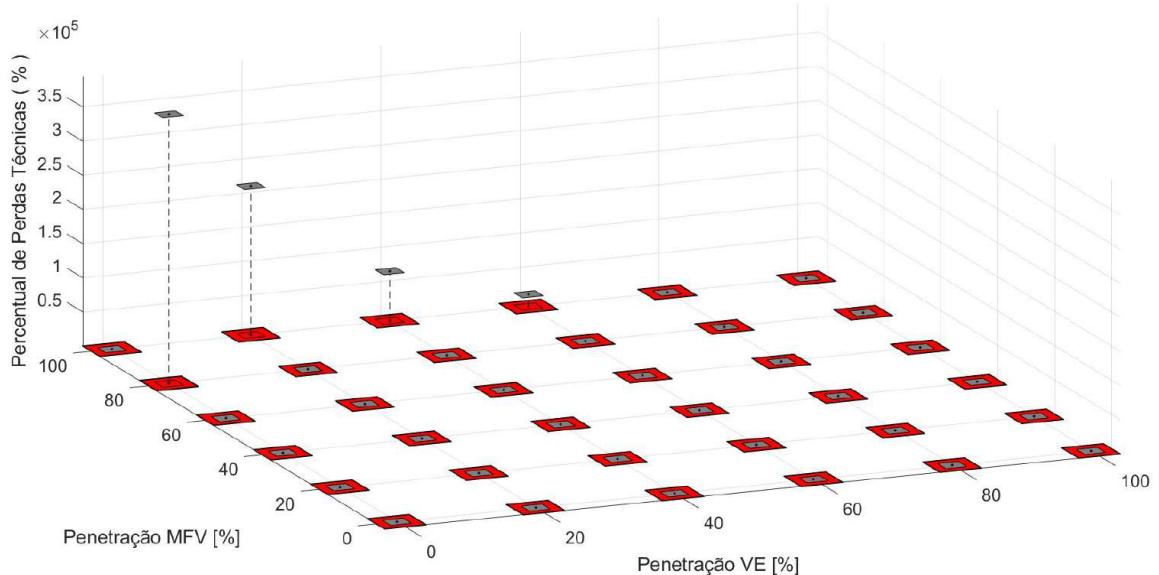


Figura 27. Perdas técnicas para distintos níveis de penetração.

Fonte: Próprio autor.

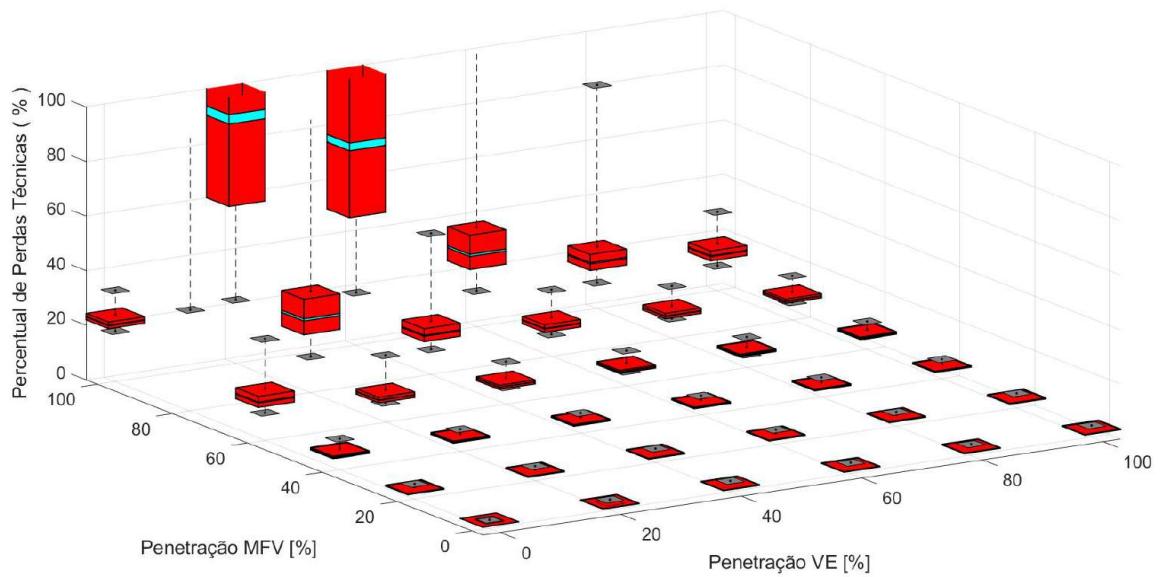


Figura 28. Perdas técnicas para distintos níveis de penetração.

Fonte: Próprio autor.

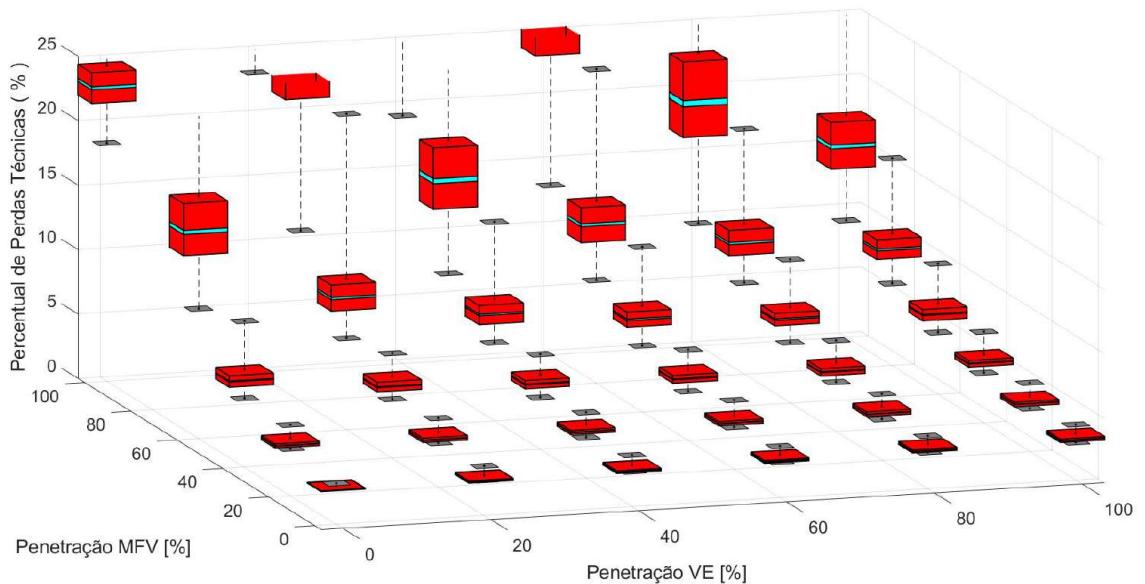


Figura 29. Perdas técnicas para distintos níveis de penetração.

Fonte: Próprio autor.

5.3.2 Cenário 2

As Figuras 30 e 31 apresentam resultados similares aos anteriores. Comparando 60|60, 100|100, 60|0 e 0|100 entre estas duas figuras identifica-se ligeira redução em medianas e máximos. A disposição dos dados resultantes da ação individual de ambas tecnologias corrobora com resultados anteriores, MVFs produzem mais perdas, são reduzidas quando em conjunto com BEVs, efeito que pode ser identificado em 40|0 e 40|20, ou 60|0 e 60|20.

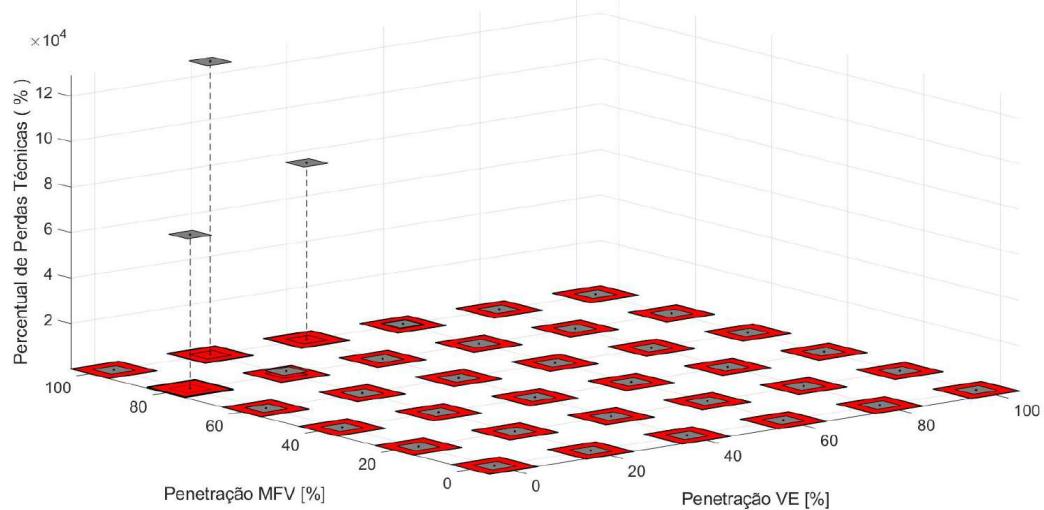


Figura 30. Perdas técnicas para distintos níveis de penetração e controle VoltVAr.

Fonte: Próprio autor.

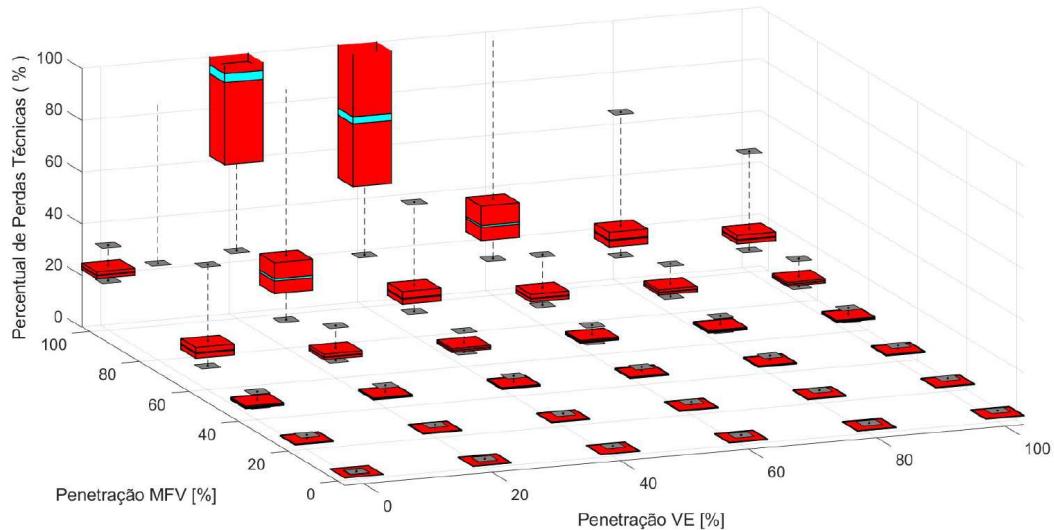


Figura 31. Perdas técnicas para distintos níveis de penetração e controle VoltVAr.

Fonte: Próprio autor.

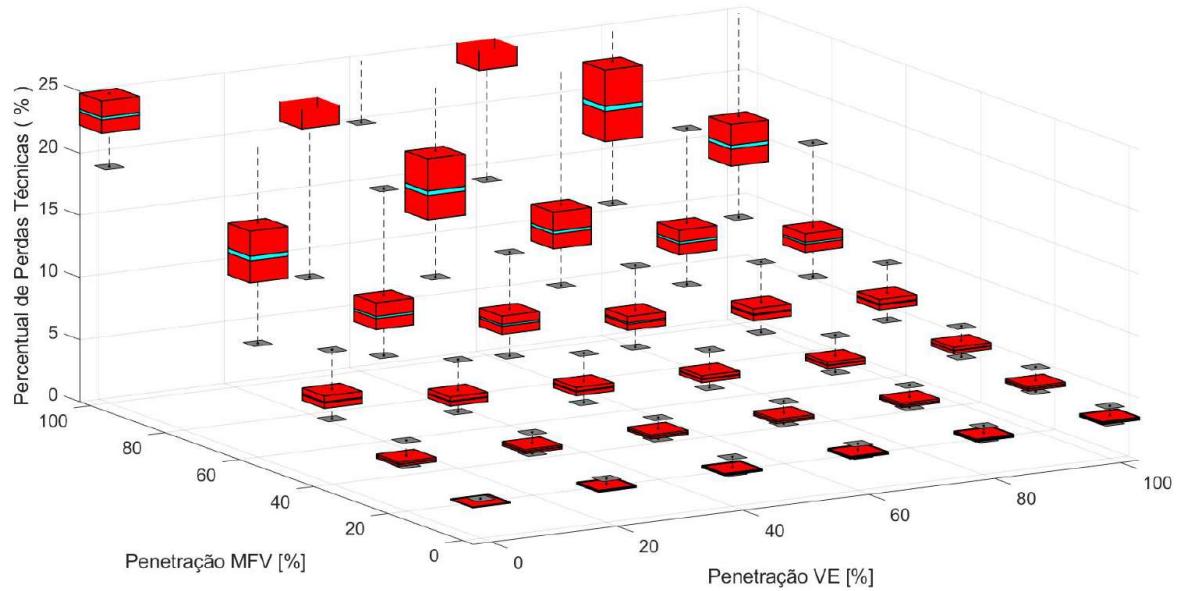


Figura 32. Perdas técnicas para distintos níveis de penetração e controle VoltVAr.

Fonte: Próprio autor.

5.3.3 Análise Geral

Comparando os resultados, não há reduções significativas nos *boxplots* na Figura 28 e Figura 31. Os controles Volt-VAr mostraram-se atuantes com pequenas reduções para níveis de penetração acima de 60%. Nos resultados encontrados na Figura 33, mais precisamente em 20|80 e 20|100 onde as medianas foram reduzidas abaixo de 4%.

5.4 Considerações Finais

Essa seção apresentou um estudo de caso sob o qual a influência da massiva penetração combinada de MFV-BEVs poderia modificar o HC em diferentes níveis de penetração na rede. Primeiramente foi aplicada a metodologia descrita na subseção 5.1, com fluxograma de código e Setup de experimentos são explanados. Os resultados foram separados em dois cenários, no primeiro a instalação dos MFV-BEVs é avaliada utilizando trinta e seis porcentagens de ocupação diferentes. Em seguida, no segundo cenário, aplique-se o controle Volt-Var utilizando-se a mesma curva de controle para as duas formas de inversores. Ao final um estudo de perdas buscou identificar também a variação de impacto de um cenário par outro.

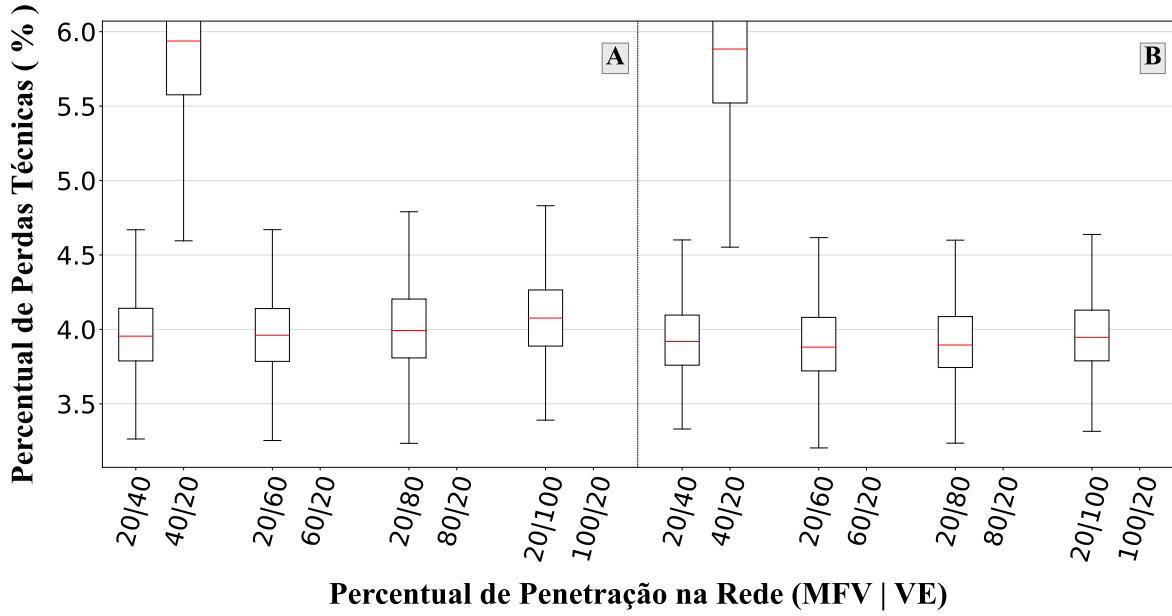


Figura 33. A - Perdas técnicas sem controle VoltVAr, B - Perdas técnicas com controle VoltVAr.

Fonte: Próprio autor.

Um exemplo de resultado obtido a partir das análises estatísticas foi a dependência das taxas variação do HC em relação a características internas de cada grupo de inversor, que ao mesmo tempo eram benéficas a um indicador, mas negativo a outro. Por exemplo, os BEVs contribuíram ao aparecimento de sobrecarga nos transformadores, ao mesmo tempo que reduziram a condição de sobretensão geral na rede. Com isso em mente, a metodologia apresentada nesse trabalho visou simplificar a grande variabilidade de dados possíveis (geralmente existente neste tipo de trabalho) agrupando-os em banco de dados e, dele retirando informações estatísticas que puderam embasar análises realizadas a diante.

6 Conclusão

Nesta pesquisa, evidencia-se os impactos causados devido à conexão conjunta de MFV e BEV nos parâmetros técnicos de tensão e carregamento do transformador. A identificação destes problemas é realizada pela implementação de uma metodologia probabilística com o uso da Simulação de Monte Carlo com o auxílio dos *softwares* Python e OpenDSS. Dois cenários experimentais foram utilizados, no primeiro a rede foi testada sem controle Volt-VAr, constatando-se que a capacidade de hospedagem conjunta de MFV e BEV é 20%, individualmente 60% e 100%, respectivamente. A conjunta de 20|100, 60|20 ou 40|80.

No segundo cenário, o controle Volt-VAr é inserido localmente e a capacidade de hospedagem individual de MFV atingiu 60% e de BEV 80%. E 80|40 e 60|80 para capacidade de hospedagem conjunta. Deste modo, a inserção do controle Volt-VAr eleva o nível de penetração conjunto de MFV e BEV. Os resultados vistos no primeiro e segundo cenários indicam perdas elevadas, a partir da entrada de controles Volt-VAr houveram ligeiras reduções nos *boxplots* resultantes.

6.1 Trabalhos Futuros

Sugere-se como proposta de continuidade a implementação de controles multinível, com análise estatística, em que haja decomposição de ações de controle aplicadas sobre um problema da interação de massiva entrada de VEs (e\ou geração fotovoltaica) em redes de baixa tensão e, que sua atuação seja menos impactante nas primeiras ações e mais atuantes nas ultimas, onde o corte de carga seria feito em detrimento da operação sistema.

Futuramente um trabalho focado em análise de sensibilidade dos parâmetros da curva de controle Volt-Var também poderia ser adaptado. A análise de sensibilidade da rede frente à contínua entrada de VEs (e\ou geração fotovoltaica) e utilizando-se do método de Monte Carlo em variáveis estocásticas apresentaria um perfil de sensibilidade próprio da rede estudada frente a diferentes taxas de ocupação, o que, portanto, contribuiria a ao estabelecimento do gerenciamento e expansão da rede.

6.2 Publicações

Os resultados obtidos com esta pesquisa tiveram publicação no *XXIV Congresso Brasileiro de Automática* (CBA), 2022:

F. Duarte Brito, L. E. Sales e Silva, and J. P. Abreu Vieira, “Estudo Probabilístico da Capacidade de Hospedagem Combinada de Microgeradores Fotovoltaicos e Veículos Elétricos sob Controle Volt-VAr Local em Redes de Distribuição de Baixa Tensão,”. XXIV Congresso Brasileiro de Automática (CBA). Rio de Janeiro, Oct. 20, 2022. <https://sba.org.br/cba2022/>.

Referências

- ABVE. Site, *Confira os eletrificados mais vendidos em 2022*. 2022. Disponível em: <<http://www.abve.org.br/veja-os-eletrificados-mais-vendidos-em-2022/>>. Citado na página 38.
- ALVES, C. S. Avaliação de desempenho de estratégias convencionais e emergentes para controle de tensão em redes de distribuição de baixa tensão com presença de microgeração fotovoltaica. v. 54, p. 35–37, 2021.
. Citado 3 vezes nas páginas 32, 33 e 34.
- AYNOA, M. Site, *Inversor solar com 2 MPPT operando com entrada única: Entenda como inversores com 2 MPPTs podem funcionar com entrada única e quais as vantagens disso*. 2020. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/inversor-solar-com-2-mppt-operando-com-entrada-unica/#:~:text=MPPT%20%C3%A9%20a%20sigla%20para,sistemas%20fotovoltaicos%20conectados%20%C3%A0%20rede.>> Citado 2 vezes nas páginas 34 e 35.
- BRUCE, J. Site, *How Does A Solar Inverter Work?* 2021. Disponível em: <<https://diysolarshack.com/how-does-a-solar-inverter-work/>>. Citado na página 34.
- CARDOSO, D. S.; FAEL, P. O.; SANTO, A. E. rito. A review of micro and mild hybrid systems. *Energy Reports*, v. 6, p. 385–390, 2020. ISSN 2352-4847. The 6th International Conference on Energy and Environment Research - Energy and environment: challenges towards circular economy. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S235248471930592X>>. Citado na página 38.
- CEI. Site, *Reference technical rules for the connection of active and passive users to the LV electrical Utilities*. 2022. Disponível em: <https://global.ihs.com/doc_detail.cfm?document_name=CEI%20%2D21&item_s_key=00672149#product-details-list>. Citado na página 50.
- CNN. *Energia elétrica aumentou mais do que o dobro da inflação nos últimos anos*. 2022. Disponível em: <<https://www.cnnbrasil.com.br/business/energia-eletrica-aumentou-mais-do-que-o-dobro>>. Citado na página 20.
- COHEN, A. 2022: *The Great Boom or Great Bust for Electric Vehicles*. 2022. Disponível em: <<https://www.forbes.com/sites/arielcohen/2022/05/09/2022-the-great-boom-or-great-bust-for-electric-vehicles/?sh=6ed111907de4>>. Citado na página 21.
- DAS, H. S.; TAN, C. W.; YATIM, A. Fuel cell hybrid electric vehicles: A review on power conditioning units and topologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 76, p. 268–291, 2017. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117303647>>. Citado na página 39.
- DENATRAN. Site, *Estatística Nacional de Frota de Veículos*. 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/infraestrutura/pt-br/assuntos/transito/conteudo-denatran/frota-de-veiculos-2021>>. Citado na página 20.

- DONG, X.; MU, Y.; JIA, H.; WU, J.; YU, X. Planning of fast ev charging stations on a round freeway. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 7, n. 4, p. 1452–1461, 2016. Citado na página 21.
- DUTTA, S.; GHOSH, D.; MOHANTA, D. Optimum solar panel rating for net energy metering environment. In: . [S.l.: s.n.], 2016. p. 2900–2904. Citado na página 33.
- ELETROBRAS. *Programa Nacional de Conservação da Energia Elétrica*. 2020. Disponível em: <<http://www.procelinfo.com.br/resultadosprocel2020/>>. Citado na página 57.
- ELMIR, Y. *Les Actes des Journées portes ouvertes sur la Faculté des Sciences Exactes*. [S.l.: s.n.], 2017. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 32.
- EMBER, B. S. R. of W. E. . *Sources*. 2021. Disponível em: <<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>>. Citado na página 21.
- ENANG, W.; BANNISTER, C. Modelling and control of hybrid electric vehicles (a comprehensive review). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 74, p. 1210–1239, 2017. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117300850>>. Citado 2 vezes nas páginas 39 e 40.
- ENERGY, U. D. O. *Electric Vehicle Basics*. 2021. Disponível em: <https://afdc.energy.gov/files/u/publication/electric_vehicles.pdf>. Citado na página 38.
- ENERGÊS, J. e E. Site, *GUIA DO INVERSOR SOLAR*. 2020. Disponível em: <<https://energes.com.br/inversor-solar/>>. Citado na página 34.
- EPE. Relatório síntese 2021. 2021. Citado na página 29.
- EPE. *Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída: Agência Nacional de Energia Elétrica*. 2022. Disponível em: <<http://shinyepe.brazilsouth.cloudapp.azure.com:3838/pdgd/>>. Citado na página 21.
- EPE. Relatório síntese 2022. 2022. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 30.
- EPRI. *OpenDSS PVSystem Element Model Version 1*. [S.l.], 2011. Citado 2 vezes nas páginas 51 e 54.
- EPRI. *OpenDSS PVSystem and InvControl Element Models*. [S.l.], 2020. Citado 2 vezes nas páginas 52 e 53.
- EPRI. *Storage Element*. [S.l.], 2020. Citado 4 vezes nas páginas 51, 52, 53 e 56.
- EV. **Electric Vehicle Database**. 2020. Disponível em: <<https://ev-database.org/car/1019/Nissan-Leaf-24-kWh>>. Citado na página 59.
- EVDATABASE. Site, *MG ZS EV*. 2019. Disponível em: <<https://ev-database.uk/car/1201/MG-ZS-EV>>. Citado 2 vezes nas páginas 36 e 37.
- FNN, V. Site, *Technical Connection Rules for Medium-Voltage (VDE-AR-N 4110)*. 2018. Disponível em: <<https://www.vde.com/en/fnn/topics/technical-connection-rules/tcr-for-medium-voltage>>. Citado na página 50.

FREITAS, P. R. R. de. *Impacto de funções inteligentes de inversores de sistemas fotovoltaicos na operação de redes de distribuição de energia elétrica*. Tese (PhD dissertation) — Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, 2019. Citado 2 vezes nas páginas 48 e 50.

GRUNDITZ, E.; THIRINGER, T. Performance analysis of current bevs - based on a comprehensive review of specifications. *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, v. 2, p. 1–1, 09 2016. Citado na página 40.

HONG, J.; PARK, S.; CHANG, N. Accurate remaining range estimation for electric vehicles. In: IEEE. *2016 21st Asia and South Pacific Design Automation Conference (ASP-DAC)*. [S.l.], 2016. p. 781–786. Citado na página 41.

IEA. *Electric Vehicles*. 2021. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/electric-vehicles>>. Citado na página 21.

IEA. *Global EV Data Explorer*. 2022. Disponível em: <<https://www.iea.org/articles/global-ev-data-explorer>>. Citado na página 21.

IEEE. Ieee standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces. *IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003)*, p. 1–138, 2018. Citado na página 47.

IEEE. Ieee standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces. *IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003)*, p. 1–138, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 50 e 63.

KNIER, G. Site, *How do Photovoltaics Work?* 2008. Disponível em: <<https://science.nasa.gov/science-news/science-at-nasa/2002/solarcells>>. Citado na página 31.

L. ROWE. A., W. P. K. Analyzing the impacts of plug-in electric vehicles on distribution networks in british columbia. In: *IEEE Electrical Power Energy Conference (EPEC)*). [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–6. Citado na página 22.

M. Sabri, M.; DANAPALASINGAM, K.; RAHMAT, M. A review on hybrid electric vehicles architecture and energy management strategies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 53, p. 1433–1442, 2016. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115010060>>. Citado na página 39.

MULENGA, E. *Impacts of integrating solar PV power to an existing grid: Case Studies of MÃ¶lndal and Orust energy distribution (10/0.4 kV and 130/10 kV) grids*. Tese (Doutorado), 06 2015. Citado na página 23.

NEELY, J.; GONZALEZ, S.; ROPP, M.; SCHUTZ, D. *Accelerating Development of Advanced Inverters: Evaluation of Anti-Islanding Schemes with Grid Support Functions and Preliminary Laboratory Demonstration*. 2013. Citado na página 48.

NICE, J. L. K. Site, *How Hybrid Cars Work*. 2007. Disponível em: <<https://auto.howstuffworks.com/fuel-efficiency/hybrid-technology/buying-hybrid-pay-off.htm>>. Citado na página 38.

NWAIGWE, K.; MUTABILWA, P.; DINTWA, E. An overview of solar power (pv systems) integration into electricity grids. *Materials Science for Energy Technologies*, v. 2, n. 3, p. 629–633, 2019. ISSN 2589-2991. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2589299119300576>>. Citado na página 22.

O'DELL, J. Site, *What Is A Fuel Cell Electric Vehicle?* 2021. Disponível em: <<https://www.forbes.com/wheels/advice/what-is-a-fuel-cell-vehicle/>>. Citado na página 36.

OLIVIER, F.; ARISTIDOU, P.; ERNST, D.; CUTSEM, T. V. Active management of low-voltage networks for mitigating overvoltages due to photovoltaic units. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 7, n. 2, p. 926–936, 2016. Citado na página 49.

OMS. Site, *Statement on the second meeting of the International Health Regulations*. 2022. Disponível em: <[https://www.who.int/news-room/detail/30-01-2020-statement-on-the-second-meeting-of-the-international-health-regulations-\(2005\)-emergency-committee-regarding-the-outbreak-of-novel-coronavirus-\(2019-ncov\)](https://www.who.int/news-room/detail/30-01-2020-statement-on-the-second-meeting-of-the-international-health-regulations-(2005)-emergency-committee-regarding-the-outbreak-of-novel-coronavirus-(2019-ncov))>. Citado na página 29.

OMS. Site, *WHO Coronavirus (COVID-19) Dashboard*. 2022. Disponível em: <<https://covid19.who.int/>>. Citado na página 29.

OMS. Site, *WHO Director-General's opening remarks at the media briefing on COVID-19—11 March 2020*. 2022. Disponível em: <<https://www.who.int/director-general/speeches/detail/who-director-general-s-opening-remarks-at-the-media-briefing-on-covid-19---11-march-2020>>. Citado na página 29.

ONS. *Esclarecimentos sobre a avaliação das condições de atendimento ao sistema interligado nacional - 2021*. 2021. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/Nota-a-imprensa-Eclarecimentos-em-relacao.html>>. Citado na página 20.

PODPOINT. Site, *how long does it take to charge an electric car?* 2021. Disponível em: <<https://pod-point.com/guides/charger/how-long-to-charge-an-electric-car#:~:text=The%20time%20it%20takes%20to,with%20a%207kW%20charging%20point.>>. Citado na página 36.

PUT, R. van der. Site, *Everything you've always wanted to know about fast charging*. 2018. Disponível em: <<https://fastnedcharging.com/hq/everything-youve-always-wanted-to-know-about-fast-charging/>>. Citado na página 37.

REPORTS, C. Site, *Consumer Interest and Knowledge of EVs: 2020 Survey Results*. 2020. Disponível em: <<https://advocacy.consumerreports.org/wp-content/uploads/2020/12/CR-National-EV-Survey-December-2020-2.pdf>>. Citado na página 43.

RÜTHER, R. *Edifícios Solares Fotovoltaicos*. 1. ed. Florianópolis. [S.l.: s.n.], 2004. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 32.

SAMI, I.; ULLAH, Z.; SALMAN, K.; HUSSAIN, I.; ALI, S. M.; KHAN, B.; MEHMOOD, C. A.; FARID, U. A bidirectional interactive electric vehicles operation modes: Vehicle-to-grid (v2g) and grid-to-vehicle (g2v) variations within smart grid. In: *2019*

International Conference on Engineering and Emerging Technologies (ICEET). [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–6. Citado na página 20.

SCHWAEGERL, C.; BOLLEN, M.; KAROUI, K.; YAGMUR, A. Voltage control in distribution systems as a limitation of the hosting capacity for distributed energy resources. In: IET. *CIRED 2005-18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution.* [S.l.], 2005. p. 1–5. Citado na página 45.

SEAL, B. Site, *Standard Language Protocols for Photovoltaics and Storage Grid Integration.* 2010. Disponível em: <<http://assets.fiercemarkets.net/public/smartgridnews/1020906LangProtocolsPVStorageGridIntegrate.pdf>>. Citado na página 47.

SILVA, L. E. S.; VIEIRA, J. P. A. Combined pv-pev hosting capacity analysis in low-voltage distribution networks. *Electric Power Systems Research*, v. 206, p. 107829, 2022. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779622000591>>. Citado 3 vezes nas páginas 22, 58 e 63.

SOLARIS. Site, *COMO FUNCIONA O SISTEMA DE ENERGIA FOTO-VOLTAICA.* 2017. Disponível em: <<http://solaris.com.br/es/2017/11/09/como-funciona-o-sistema-de-energia-fotovoltaica/>>. Citado na página 33.

SUNDARARAJAN, R. S.; IQBAL, M. T. Dynamic modelling of a solar energy system with vehicle to home and vehicle to grid option for newfoundland conditions. *European Journal of Electrical Engineering and Computer Science*, v. 5, n. 3, p. 45–53, Jun. 2021. Disponível em: <<https://www.ejece.org/index.php/ejece/article/view/329>>. Citado na página 21.

SUWANAPINGKARL, P.; PRAKOBKIT, S.; SRIVALLOP, K.; BOONTHIENTHONG, M. Reviews: The impacts of electric vehicles (evs) and renewable energy resources (res) on the distribution power network. In: *2020 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI).* [S.l.: s.n.], 2020. p. 93–96. Citado na página 22.

SZUMANOWSKI, A. Hybrid electric power train engineering and technology: Modeling, control, and simulation. *Hybrid Electric Power Train Engineering and Technology: Modeling, Control, and Simulation*, p. 1–422, 01 2013. Citado na página 39.

WAHID, M.; BUDIMAN, B.; JOELIANTO, E.; AZIZ, M. A review on drive train technologies for passenger electric vehicles. *Energies*, v. 14, p. 6742, 10 2021. Citado 2 vezes nas páginas 40 e 41.

WANG, J.; WU, Z.; DU, E.; ZHOU, M.; LI, G.; ZHANG, Y.; YU, L. Citado na página 21.

WYMAN, N. *The Roadblocks To Transitioning To More Electric Vehicles.* 2021. Disponível em: <<https://www.forbes.com/sites/nicholaswyman/2021/12/12/the-roadblocks-to-transitioning-to-more-electric-vehicles/?sh=33039ecf4bb4>>. Citado na página 21.

YANG, Y.; JIA, Q.-S.; DECONINCK, G.; GUAN, X.; QIU, Z.; HU, Z. Distributed coordination of ev charging with renewable energy in a microgrid of buildings. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 9, n. 6, p. 6253–6264, 2018. Citado na página 21.

ZIBASERESHT, R. How to respond to the ongoing pandemic outbreak of the coronavirus disease (covid-19). 06 2020. Citado na página 29.

ZILLES WILSON NEGRÃO MACêDO, M. A. B. G. S. H. F. d. O. R. *Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica*. [S.l.: s.n.], 2012. Citado na página 33.