UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
SETOR DE TECNOLOGIA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

EDSON CARDOSO VEIGA – GRR20131202
MATHEUS GIDALTI RAIMUNDO LEANDRO – GRR20136050

MODELAGEM E SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO DE MICRORREDES USANDO O OPENDSS E MATPOWER

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica, Área de Concentração Eletrotécnica, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como parte das exigências para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki
Coorientador: M.Sc. Vanderlei Aparecido da Silva

CURITIBA
2018

À todas as pessoas e familiares que nos ajudaram a completar essa etapa das nossas vidas, pelo apoio, confiança e motivação.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos aos nossos amigos e colegas de graduação pela amizade e companheirismo durante a graduação, em especial à Leonardo Ponte e Thaís Blasi, que sempre se mostraram dispostos a nos ajudar no desenvolvimento deste trabalho.

Ao nosso orientador, Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki e coorientador M.Sc. Vanderlei Aparecido da Silva, pela paciência, disposição e conselhos oferecidos durante a execução deste trabalho.

Agradecemos o apoio do projeto de P&D ANEEL 2866-0442/2016 da COPEL Distribuição em execução pelo LACTEC, bem como o apoio da rede de pesquisa MEIHAPER do CYTED sob número 717RT0533.

Eu Edson Cardoso Veiga, primeiramente agradeço à minha mãe Romilda Woisky Cardoso Veiga, pela dedicação e esforço durante a vida inteira para que eu pudesse ter a oportunidade de estudar e realizar uma graduação de ensino superior, sempre com apoio e dedicação nos momentos mais difíceis, sendo o meu maior exemplo a ser seguido durante toda minha vida.

Eu Edson Cardoso Veiga, agradeço ao meu irmão Emerson Cardoso Veiga, que sempre me apoiou e me incentivou a realizar os meus estudos, e que também me ajudou em momentos difíceis.

Eu Edson Cardoso Veiga, agradeço aos meus familiares pela confiança, apoio que sempre são prestados durante toda a vida.

Eu Edson Cardoso Veiga, agradeço ao meu colega Matheus Gidalti Raimundo Leandro, primeiramente pela amizade construída durante todo o período de graduação, pelo apoio e ajuda durante todo o trabalho e durante o curso.

Eu Matheus Gidalti Raimundo Leandro, agradeço aos meus familiares pelo suporte e apoio prestados em todos os momentos da minha formação.

Eu Matheus Gidalti Raimundo Leandro, agradeço à minha namorada, Heloisa, pela motivação e apoio oferecidos nos momentos difíceis.

Eu Matheus Gidalti Raimundo Leandro, agradeço ao meu amigo Edson pela amizade e boas lembranças adquiridas durante todos os anos da graduação, além do companheirismo na realização deste trabalho.

RESUMO

O aumento da demanda de energia elétrica com o passar dos anos evidencia a necessidade de uma produção energética em larga escala. Contudo, danos ambientais são constatados a medida que a busca pelo aumento da produção de energia acontece. Nesse contexto, a importância da utilização de fontes renováveis de energia se manifesta e, aliado a isso, ocorre a busca por tecnologias capazes de oferecer novos caminhos inteligentes que auxiliam no atendimento a demanda energética crescente e, ao mesmo tempo, atue de maneira amistosa com o meio ambiente. Nesse cenário, as microrredes se apresentam como uma alternativa para a situação atual. Com esse intuito, as análises e observações das características das microrredes foram realizadas utilizando-se os *softwares* MATPOWER e OpenDSS. A utilização dos dois softwares citados objetivou um detalhamento sobre as características, positivas e negativas, de cada ferramenta quando empregadas em situações que envolvem microrredes, além da análise comparativa entre elas. O sistema modelado, empregando as ferramentas computacionais citadas, consiste no sistema teste de distribuição de 13 barras disponibilizado pelo IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*). Durante a simulação analisou-se alguns casos: o sistema do IEEE isolado, o sistema do IEEE mais o sistema fotovoltaico conectado, o sistema do IEEE mais o sistema fotovoltaico junto com bateria e, além disso o comportamento da microrrede quando está desconectada da rede. Cenários de baixa, média e alta penetração de sistemas fotovoltaicos também foram analisados, buscando compreender o comportamento referente a perfil de tensão e fluxo de potência. Com as observações, além de verificar o impacto da microrrede no sistema de distribuição, foi possível observar o funcionamento, avaliar as diferenças existentes entre os *softwares* MATPOWER e OpenDSS quanto a modelagem e simulação de microrredes, além de determinar suas vantagens e desvantagens. Observou-se dificuldades na utilização do MATPOWER, principalmente por ser um software voltado a simulação de sistemas de transmissão. Por outro lado, o OpenDSS modelou e simulou o sistema de distribuição com uma desenvoltura maior que o MATPOWER, uma vez que o sistema escolhido não precisou passar por nenhuma forma de adaptação.

Palavras-chave: Microrrede. OpenDSS. MATPOWER.

ABSTRACT

Increased demand for electricity over the years shows the need for large-scale energy production. However, environmental damage are found as the search for increased energy production happens. In this context, the importance of the use of renewable energy sources is manifested and, along with this, the search for technologies capable of offering new intelligent paths that assist in the attendance to the increasing energy demand and at the same time acts in a friendly way to the environment. In this scenario, microgrids are presented as an alternative to the current situation. For this purpose, the analyzes and observations of the characteristics of the microgrids were carried out using the softwares MATPOWER and OpenDSS. The use of the two softwares cited detailed the characteristics, positive and negative, of each tool when used in situations involving microgrids, in addition to the comparative analysis between them. The modeled system, using the mentioned computational tools, consists of the 13-bus distribution test system provided by the IEEE. During the simulation, a few cases were analyzed: the isolated IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) system, the IEEE system plus the connected photovoltaic system, the IEEE system plus the photovoltaic system together with the battery and, in addition, the behavior of the microgrid when disconnected from the network. Scenarios of low, medium and high penetration of photovoltaic systems were also analyzed, seeking to understand the behavior regarding voltage profile and power flow. With the observations, in addition to verifying the impact of the microgrid, it was possible to observe the operation, to evaluate the differences between the softwares MATPOWER and OpenDSS regarding the modeling and simulation of microgrids and to determine their advantages and disadvantages. It was observed difficulties in the use of MATPOWER, mainly because it is a software focused on the simulation of transmission systems. On the other hand, OpenDSS modeled and simulated the distribution system with a greater ease than MATPOWER, because the chosen system did not have to go through any form of adaptation.

Key words: Microgrid. OpenDSS. MATPOWER.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1 - CAPACIDADE ENERGÉTICA RENOVÁVEL EM 2016 NO MUNDO, DO BRICS, UNIÃO EUROPÉIA E OS 6 PRINCIPAIS PAÍSES 13
FIGURA 2 - PERCENTUAL DE CONTRIBUIÇÃO DA GD PARA A TOTALIDADE DE ENERGIA GERADA POR PAÍS. 15
FIGURA 3 – ESTRUTURA DA MICRORREDE 16
FIGURA 4 - ESTRUTURA DA MICRORRDE E A CONEXÃO COM O SISTEMA 20
FIGURA 5 - ESTRUTURA INTERNA E OS COMPONENTES DA MICRORREDE. CHP: COMBINED HEAT AND POWER (CALOR E ENERGIA COMBINADOS). POI: POINT OF INTERCONNECTION (PONTO DE INTERCONEXÃO). 22
FIGURA 6 - MATRIZ ELÉTRICA DO BRASIL 25
FIGURA 7 - EQUIVALENTE DE CÉLULA FOTOVOLTAICA 27
FIGURA 8 - CURVAS *I-V* E *P-V* CARACTERÍSTICAS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO 28
FIGURA 9 - ASSOCIAÇÃO EM SÉRIE 29
FIGURA 10 - ASSOCIAÇÃO EM PARALELO 30
FIGURA 11 - SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE (CENTRALIZADO) 32
FIGURA 12 - SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE (DISTRIBUÍDO) 32
FIGURA 13 - ESTRUTURA DO SISTEMA FOTOVOLTAICO ISOLADO 33
FIGURA 14 - VISTA DO ASPECTO CONSTRUTIVO DE UMA BATERIA DE CHUMBO-ÁCIDO 36
FIGURA 15 - CURVAS DE DESCARGA PARA BATERIAS DE CHUMBO-ÁCIDO .. 37
FIGURA 16 - VARIAÇÃO DO NÚMERO DE CICLOS EM FUNÇÃO DA PROFUNDIDADE DE DESCARGA DA BATERIA 38
FIGURA 17 - ESQUEMA BÁSICO DE UMA CÉLULA DE ÍON-LÍTIO 39
FIGURA 18 - ESTRUTURA DO OPENDSS 51
FIGURA 19 - DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA DE TESTE DE 13 BARRAS DO IEEE 56
FIGURA 20 - DIAGRAMA DA FASE 1 60
FIGURA 21 - DIAGRAMA DA FASE 3 62
FIGURA 22 - NOVO SISTEMA TESTE PARA SIMULAÇÕES NO MATPOWER 65

FIGURA 23 - DADOS DE ENTRADA DAS LINHAS NO MATPOWER 69
FIGURA 24 - GRÁFICO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA POR PENETRAÇÃO.....93
FIGURA 25 - COMPORTAMENTO DA BATERIA POR PENETRAÇÃO 94
FIGURA 26 - SISTEMA ADAPTADO COM OS NOVOS ELEMENTOS.....95
FIGURA 27 - PERFIL DE TENSÃO NA BARRA 634 97
FIGURA 28 - FLUXO DE POTÊNCIA NA BARRA 634 97
FIGURA 29 - FLUXO DE POTÊNCIA NA BARRA 650 98
FIGURA 30 - PERFIL DE TENSÃO NA BARRA 634 COM SFV E SEM BESS – FASE A 99
FIGURA 31 - PERFIL DE TENSÃO NA BARRA 634 COM SFV E SEM BESS – FASE B 99
FIGURA 32 - PERFIL DE TENSÃO NA BARRA 634 COM SFV E SEM BESS – FASE C 100
FIGURA 33 - FLUXO DE POTÊNCIA NA BARRA 634 COM SFV E SEM BESS ...101
FIGURA 34 - FLUXO DE POTÊNCIA NA BARRA 650 COM SFV E SEM BESS ...102
FIGURA 35 - PERFIL DE TENSÃO NA BARRA 634 COM SFV E BESS – FASE A 103
FIGURA 36 - PERFIL DE TENSÃO NA BARRA 634 COM SFV E BESS – FASE B 103
FIGURA 37 - PERFIL DE TENSÃO NA BARRA 634 COM SFV E BESS – FASE C 104
FIGURA 38 - FLUXO DE POTÊNCIA NA BARRA 634 COM SFV E BESS 105
FIGURA 39 - FLUXO DE POTÊNCIA NA BARRA 634 COM SFV E BESS – 10% DE PENETRAÇÃO.....106
FIGURA 40 - FLUXO DE POTÊNCIA NA BARRA 634 COM SFV E BESS – 35% DE PENETRAÇÃO.....107
FIGURA 41 - FLUXO DE POTÊNCIA NA BARRA 634 COM SFV E BESS – 70% DE PENETRAÇÃO.....107
FIGURA 42 - MICRORREDE EM MODO DESCONECTADO.....108
FIGURA 43 - ADAPTAÇÃO NA MICRORREDE EM MODO DESCONECTADO....109
FIGURA 44 – FLUXO DE POTÊNCIA NA MICRORREDE 110
FIGURA 45 – PERÍODO OPERACIONAL DA MICRORREDE – 35% DE PENETRAÇÃO.....111

FIGURA 46 – PERÍODO DE OPERAÇÃO DA MICRORREDE – 70% DE PENETRAÇÃO.....112
FIGURA 47 – COMPARATIVO DO FLUXO DE POTÊNCIA NA BARRA 650.....113
FIGURA 48 - ESQUEMÁTICO DO EFEITO FOTOVOLTAICO.....122
FIGURA 49 - COMPARATIVO DAS TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO 125

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - NORMAS E RECOMENDAÇÕES PARA INSTALAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS 31
TABELA 2 - EIXOS DE PESQUISA 42
TABELA 3 - TERMOS A SEREM PESQUISADOS 42
TABELA 4 - ARTIGOS ENCONTRADOS PELO *PUBLISH OR PERISH* 43
TABELA 5 - FILTRAGEM INICIAL 44
TABELA 6 - COMPARAÇÃO DOS *SOFTWARES* 58
TABELA 7 - VALORES DE IMPEDÂNCIAS UTILIZADAS NO MATPOWER 66
TABELA 8 - VALORES DE SUSCEPTÂNCIAS UTILIZADAS NO MATPOWER 66
TABELA 9 - NOVOS DADOS DE CARGA UTILIZADOS 67
TABELA 10 - CONVERSÃO DA NUMERAÇÃO DAS BARRAS 68
TABELA 11 – DADOS ADAPTADOS DO PERFIL DE TENSÃO DO IEEE 70
TABELA 12 - DADOS DE PERFIL DE TENSÃO DA SIMULAÇÃO NO MATPOWER 70
TABELA 13 – DADOS ADAPTADOS DO FLUXO DE POTÊNCIA DO IEEE 72
TABELA 14 - DADOS DO FLUXO DE POTÊNCIA DO MATPOWER 73
TABELA 15 – MÓDULO DA DIFERENÇA (%) DO FLUXO DE POTÊNCIA NO MATPOWER 74
TABELA 16 - PARÂMETROS E DESCRIÇÕES DOS DADOS PARA A MODELAGEM DA SUBESTAÇÃO 76
TABELA 17 - PARÂMETROS E DESCRIÇÕES DOS DADOS PARA A MODELAGEM DAS CONFIGURAÇÕES DAS LINHAS 77
TABELA 18 - PARÂMETROS E DESCRIÇÕES DOS DADOS PARA A MODELAGEM DAS LINHAS 78
TABELA 19 - PARÂMETROS E DESCRIÇÕES DOS DADOS PARA A MODELAGEM DAS CARGAS 78
TABELA 20 - PARÂMETROS E DESCRIÇÕES DOS DADOS PARA A MODELAGEM DOS CAPACITORES 79
TABELA 21 - PARÂMETROS E DESCRIÇÕES DOS DADOS PARA A MODELAGEM DOS TRANSFORMADORES 80

TABELA 22 - PARÂMETROS E DESCRIÇÕES DOS DADOS PARA A MODELAGEM DOS ENROLAMENTOS DO TRANSFORMADOR 80
TABELA 23 - PARÂMETROS E DESCRIÇÕES DOS DADOS PARA A MODELAGEM DO REGULADOR DE TENSÃO 81
TABELA 24 - PARÂMETROS E DESCRIÇÕES DOS DADOS PARA A MODELAGEM DAS CHAVES 82
TABELA 25 - PARÂMETROS E DESCRIÇÕES DOS DADOS PARA A CONFIGURAÇÃO DAS TENSÕES DO SISTEMA.....82
TABELA 26 - PARÂMETROS E DESCRIÇÕES DOS PARÂMETROS DAS CURVAS DO PAINEL FOTOVOLTAICO JUNTO COM O INVERSOR.....83
TABELA 27 - PARÂMETROS E DESCRIÇÕES DOS PARÂMETROS DA CURVA DE IRRADIAÇÃO DO PAINEL FOTOVOLTAICO 83
TABELA 28 - PARÂMETROS E DESCRIÇÕES DOS PARÂMETROS DA CURVA DE TEMPERATURA DIÁRIA DO PAINEL FOTOVOLTAICO 83
TABELA 29 - PARÂMETROS E DESCRIÇÕES DOS DADOS PARA A MODELAGEM DO SISTEMA FOTOVOLTAICO 84
TABELA 30 - PARÂMETROS E DESCRIÇÕES DOS PARÂMETROS DA CURVA DE CARREGAMENTO E DESCARREGAMENTO DA BATERIA 85
TABELA 31 - PARÂMETROS E DESCRIÇÕES DOS DADOS PARA A MODELAGEM DO BANCO DE BATERIAS 85
TABELA 32 - DADOS DO PERFIL DE TENSÃO DO IEEE.....86
TABELA 33 - DADOS DE PERFIL DE TENSÃO DA SIMULAÇÃO NO OPENDSS..87
TABELA 34 – MÓDULO DA DIFERENÇA (%) DOS VALORES DE PERFIL DE TENSÃO.....88
TABELA 35 - DADOS DOS VALORES DE CORRENTE ELÉTRICA DO IEEE 89
TABELA 36 - DADOS DOS VALORES DE CORRENTE ELÉTRICA DO OPENDSS 90
TABELA 37 – MÓDULO DA DIFERENÇA EM PORCENTAGEM DOS VALORES DE CORRENTE ELÉTRICA.....91
TABELA 38 - BARRAS ONDE FORAM UTILIZADAS CURVAS DE CARGA 92
TABELA 39 - EFICIÊNCIA APRESENTADA POR DIFERENTES TECNOLOGIAS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS.....124
TABELA 40 - CONFIGURAÇÃO DAS LINHAS AÉREAS DO SISTEMA TESTE DO IEEE DE 13 BARRAS 126

TABELA 41 - CONFIGURAÇÃO DAS LINHAS SUBTERRÂNEAS DO SISTEMA TESTE DO IEEE DE 13 BARRAS.....126
TABELA 42 - CARACTERÍSTICAS DAS LINHAS DO SISTEMA TESTE DO IEEE DE 13 BARRAS.....129
TABELA 43 - CARACTERÍSTICAS DOS TRANSFORMADORES DO SISTEMA TESTE DO IEEE DE 13 BARRAS.....129
TABELA 44 - BANCO DE CAPACITORES DO SISTEMA TESTE DO IEEE DE 13 BARRAS.....130
TABELA 45 - CARGAS CONCENTRADAS DO SISTEMA TESTE DO IEEE DE 13 BARRAS.....130
TABELA 46 - CARGA DISTRIBUÍDA DO SISTEMA TESTE DO IEEE DE 13 BARRAS.....131
TABELA 47 - DADOS DO REGULADOR DO SISTEMA TESTE DO IEEE DE 13 BARRAS.....131

LISTA DE SIGLAS

ACSR	*Aluminium Conductor Steel-Reinforced cable*
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
Ah	Ampère Hora
BESS	Sistema de Armazenamento Baterias (*Battery Energy Storage System*)
BJT	Transistor de junção bipolar (*Bipolar Junction Transistor*)
BRICS	Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul (Bloco Econômico)
BT	Baixa Tensão
DER	*Distributed Energy Resources*
EPRI	*Electric Power Research Institute*
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CHP	Calor e Energia Combinados (*Combined Heat and Power*)
COM	*Component Object Model*
CPF	Fluxo de Potência Continuado (*Continuation Power Flow*)
CSV	*Comma Separated Value*
DLL	*Dynamic-link Library*
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
GTO	Desligamento pelo *Gate* (*Gate Turn Off*)
I-V	Corrente por Tensão
IEA	Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency)*
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IGBT	Transistor Bipolar de Porta Isolada (*Insulated Gate Bipolar Transistor*)
Kg	Quilograma
kV	Quilo-Volts
kVA	Quilo-Volt-Ampère
kVAr	Quilo-Volt-Ampère Reativo
kW	Quilo-Watt
kWh	Quilo-Watt Hora
LODF	*Line Outage Distribution Factor*
MATLAB	*Matrix Laboratory*
MG	Microrrede (*Microgrid)*

MOSFET	*Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor*
MOST	*MATPOWER Optimal Scheduling Tool*
MVAr	Mega-Volt-Ampère Reativo
MW	Mega-Watt
OpenDSS	*Open Distribution System Simulator*
OPF	Fluxo de Potência Otimizado (*Optimal Power Flow*)
p.u.	Por unidade
P-V	Potência por Tensão
PF	Fluxo de Potência (*Power Flow*)
PQ	Potência Constante (Barra)
PSAT	*Power System Analysis Toolbox*
PTDF	*Power Transfer Distribution Factor*
PV	Tensão Constante (Barra)
RES	Fontes de Energia Renovável (*Renewable Energy Sources*)
RTP	Revisão Tarifária Periódica
SCR	Retificador Controlado de Silício (*Silicon Controlled Rectifier*)
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFI	Sistema Fotovoltaico Isolado
SFV	Sistemas Fotovoltaicos
Si	Silício
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial
VBA	*Visual Basic for Applications*
TRIAC	Triodo para Corrente Alternada (*Triode for Alternating Current*)
Wh	Watt Hora

LISTA DE SÍMBOLOS

°	Graus (Ângulo)
℃	Graus Celsius
Ω	Ohm (Unidade de Resistência Elétrica)
$[\bar{B}]$	Matriz de Susceptância Elétrica
$[Y_{barra}]$	Matriz de Admitância Elétrica da Barra
$[\bar{Z}]$	Matriz de Impedância Elétrica
B	Susceptância Elétrica
F	Farad (Unidade de Capacitância)
I	Corrente Elétrica
I_L	Corrente Fotogerada
I_0	Corrente de Saturação Reversa do Diodo
k	Constante de Boltzmann
mi	Milha
n	Nano (10^{-9})
q	Carga do Elétron
R	Resistência Elétrica
S	Siemens (Unidade de Admitância Elétrica)
T	Temperatura Absoluta
V	Tensão Elétrica
X	Reatância Elétrica
Z	Impedância Elétrica

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 12

1.1 CONTEXTO 12

1.2 OBJETIVOS 17

1.2.1 OBJETIVO GERAL 17

1.2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS 17

1.3 JUSTIFICATIVA 17

1.4 ESTRUTURA DA MONOGRAFIA 18

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA 18

2.1 MICRORREDE 18

2.1.1 DISPOSITIVOS 20

2.1.2 TIPOS 22

2.1.3 APLICAÇÕES 24

2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA 24

2.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS 26

2.3.1 MODELO ELÉTRICO E CURVAS CARACTERÍSTICAS 27

2.3.2 ASSOCIAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS 28

2.3.3 NORMAS E RECOMENDAÇÕES SOBRE SEGURANÇA 30

2.3.4 INVERSORES 31

2.4 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA COM BATERIAS 34

2.4.1 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM MICRORREDES 34

2.4.2 BATERIAS DE CHUMBO-ÁCIDO 35

2.4.3 BATERIAS DE ÍON-LÍTIO 38

2.5 CARGAS CONTROLADAS 39

2.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO 41

3 REVISÃO DA LITERATURA 41

3.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO 49
4 MATERIAL E MÉTODOS 50
4.1 MATERIAIS 50
4.1.1 OPENDSS 50
4.1.2 MATPOWER 53
4.1.3 SISTEMA TESTE DO IEEE DE 13 BARRAS 55
4.1.3.1 DADOS E CARACTERÍSTICAS 56
4.1.4 CURVAS DE CARGA 57
4.1.5 CURVA DE TEMPERATURA 57
4.1.6 COMPARAÇÃO DOS *SOFTWARES* 57
4.2 MÉTODOS 58
4.2.1 ANÁLISE E SIMULAÇÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUÍÇÃO 59
4.2.2 MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE UMA BARRA DE BAIXA TENSÃO 60
4.2.3 MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE UM PAINEL FOTOVOLTAICO 61
4.2.4 MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE BATERIAS 62
4.2.5 MODELAGEM DA CHAVE DE CONEXÃO 63
4.2.6 CENÁRIOS ANALISADOS 63
5 ANÁLISE DOS RESULTADOS E DISCUSSÃO 63
5.1 ANÁLISE DE RESULTADOS NO MATPOWER 64
5.1.1 PERFIL DE TENSÃO 69
5.1.2 FLUXO DE POTÊNCIA 71
5.1.3 VALIDAÇÃO DOS RESULTADOS 75
5.2 ANÁLISE DE RESULTADOS NO OPENDSS 75
5.2.1 SISTEMA TESTE DO IEEE 13 BARRAS 76
5.2.1.1 MODELAGEM 76
5.2.1.1.1 SUBESTAÇÃO 76
5.2.1.1.2 CONFIGURAÇÕES DAS LINHAS 77

5.2.1.1.3 LINHAS 77
5.2.1.1.4 CARGAS 78
5.2.1.1.5 CAPACITORES 79
5.2.1.1.6 TRANSFORMADORES 79
5.2.1.1.7 REGULADOR DE TENSÃO 80
5.2.1.1.8 CHAVES 81
5.2.1.1.9 CONFIGURAÇÃO DAS TENSÕES DE BASE 82
5.2.1.1.10 SISTEMA FOTOVOLTAICO 82
5.2.1.1.11 BANCO DE BATERIAS 84
5.2.1.2 SIMULAÇÕES E RESULTADOS 85
5.2.1.2.1.1 PERFIL DE TENSÃO 86
5.2.1.2.2 CORRENTE ELÉTRICA 88
5.2.2 CURVAS DE CARGA 91
5.2.3 SISTEMA FOTOVOLTAICO 92
5.2.4 SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA 93
5.2.5 CHAVE SECCIONADORA 94
5.3 MICRORREDE CONECTADA NA REDE 95
5.3.1 SIMULAÇÃO DO SISTEMA SEM INFLUÊNCIA DE SFV E BESS 96
5.3.2 SIMULAÇÃO DO SISTEMA COM A INFLUÊNCIA DO SFV E SEM BESS 98
5.3.3 SIMULAÇÃO COM A INFLUÊNCIA DO SFV E BESS 102
5.4 MICRORREDE DESCONECTADA DA REDE 108
5.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO 113
6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS 114
7 ANEXOS 121
ANEXO A – CONTEXTO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS, EFEITO FOTOVOLTAICO E TIPOS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS 121
7.1 CONTEXTO 121

7.2 EFEITO FOTOVOLTAICO....121
7.3 TIPOS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS....123
ANEXO B – OUTRAS TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA E SUAS APLICAÇÕES....124
ANEXO C – DADOS E CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA TESTE DO IEEE DE 13 BARRAS....126
7.4 ARRANJOS E LINHAS....126
7.5 TRANSFORMADORES....129
7.6 CAPACITORES....130
7.7 CARGAS....130
7.8 REGULADOR....131

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTO

O desenvolvimento econômico da sociedade moderna está diretamente ligado ao acesso à energia elétrica de acordo com a *International Energy Agency* (IEA). O fornecimento precário de energia elétrica em vários pontos do planeta escancara a dura realidade encontrada no mundo atual, uma vez que cerca de 1,3 bilhão de pessoas – aproximadamente 20% da população mundial – não tem acesso à eletricidade (JIANG *et al*., 2017). A impossibilidade de desfrutar dos benefícios de um abastecimento confiável e seguro de energia pode ser um dos motivos geradores de instabilidade social e subdesenvolvimento (MOHN, 2013).

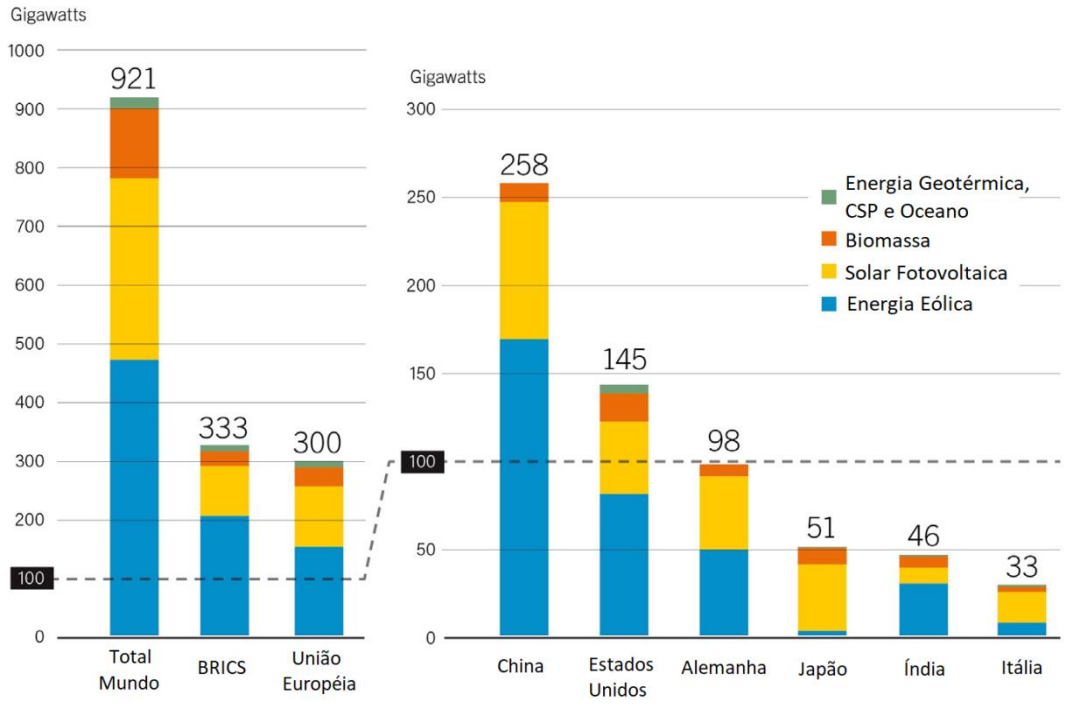
Apesar de haver uma grande parcela da população mundial sem acesso a um fornecimento adequado de energia elétrica, nota-se, segundo Zia, Elbouchikhi e Benbouzid (2018) um aumento exponencial na demanda energética global. A ampla utilização de fontes não renováveis de energia está precisamente associada a crescente demanda por energia elétrica e, como consequência da aplicação excessiva dessas fontes geradoras verifica-se alarmantes efeitos colaterais para o planeta. Além do esgotamento dos recursos energéticos fósseis, há a constatação das explícitas mudanças no clima decorrentes do crescimento das emissões de gases poluentes geradores do aumento do efeito estufa (FERREIRA *et al*., 2018).

A necessidade da produção de energia elétrica em larga escala e, levando em consideração, o dano ambiental causado pela utilização em excesso de fontes não renováveis para a geração de energia, tem motivado a implantação de novos métodos para a geração de energia elétrica. Uma solução encontrada para esse tema, em várias partes do mundo, foi a introdução em massa de fontes renováveis geradoras de energia, ou seja, fontes produtoras de energia limpa que possuem um papel importante na diminuição dos danos causados pelo aumento do efeito estufa (ZIA; ELBOUCHIKHI; BENBOUZID, 2018).

De acordo com Hatziargyriou *et al*. (2007) a ampla utilização de recursos energéticos sustentáveis assegura a disponibilidade de fontes limpas para o futuro além de garantir a adequação dos países à acordos internacionais, como o Acordo de Paris e o Protocolo de Quioto, por reduzir as emissões de dióxido de carbono durante o processo de geração de energia. A produção em larga escala de energia

elétrica proveniente de fontes renováveis, não contabilizando dados referentes a energia hídrica, tem como líder mundial a China, acompanhada por Estados Unidos e Alemanha (ZIA; ELBOUCHIKHI; BENBOUZID, 2018). A FIGURA 1 evidencia este cenário.

FIGURA 1 - CAPACIDADE ENERGÉTICA RENOVÁVEL EM 2016 NO MUNDO, DO BRICS, UNIÃO EUROPÉIA E OS 6 PRINCIPAIS PAÍSES



FONTE: ADAPTADO DE ZIA; ELBOUCHIKHI; BENBOUZID (2018).

Apesar de proporcionarem energia com baixo impacto ambiental, as fontes sustentáveis de energia – sol, vento, marés, entre outros – possuem a típica característica de intermitência associada à climatologia na geração, o que dificulta o gerenciamento desses métodos. O obstáculo causado pela aleatoriedade na geração sustentável de energia tem motivado o desenvolvimento de tecnologias capazes de mitigar esse problema e garantir um abastecimento energético de qualidade (BORDONS; GARCÍA-TORRES; VALVERDE, 2015).

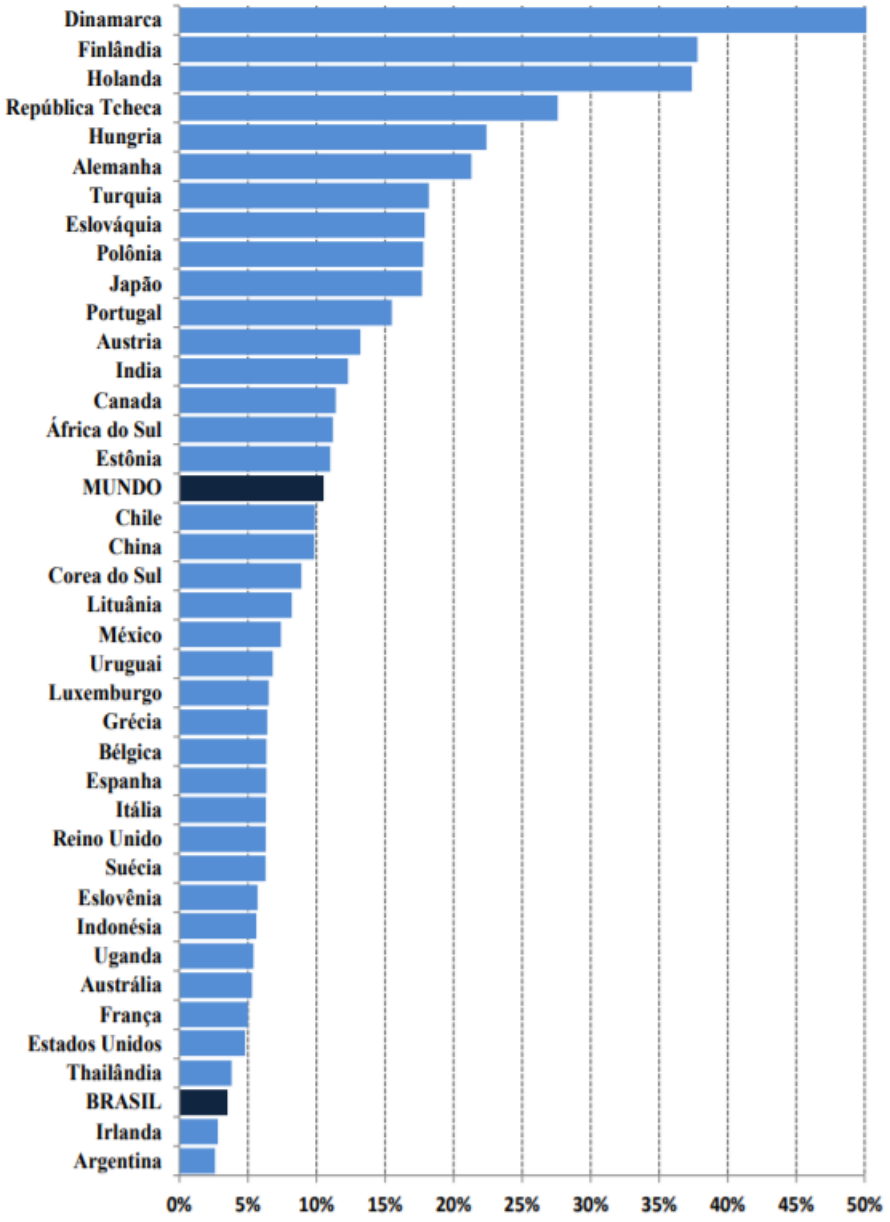
Uma das alternativas criadas é a implantação da geração distribuída (GD) de energia, ou seja, a associação desses recursos energéticos renováveis com pequenas centrais geradoras instaladas próximas ao ponto consumidor. Além disso, observa-se conjuntamente a implantação de geração distribuída (GD) de energia, o desenvolvimento de dispositivos e *softwares* que auxiliam, através de manipulações

de dados e simulações de casos, o controle dos processos relacionados com a intermitência característica da fonte geradora e a gestão de novos perfis de consumo (BORDONS; GARCÍA-TORRES; VALVERDE, 2015).

A necessidade de fornecer energia de maneira ininterrupta, ou seja, prover segurança e confiabilidade no abastecimento energético é um dos motivos para a necessária associação de sistemas de geração distribuídos (GD) de energia com o predominante cenário de sistemas geradores centralizados (GC). A geração com caráter descentralizado assegura várias melhorias para o sistema elétrico, a título de exemplo, verifica-se a diminuição das perdas por não necessitar de longas linhas de transmissão e distribuição (geração localizada próximo às cargas) e proporciona uma maior diversificação da matriz energética (ANEEL, 2016). Além disso, nota-se, em situações que a GD está conectada à rede elétrica, o aumento da qualidade no fornecimento de energia, já que este método de geração pode auxiliar no desafogo da rede em momentos que a demanda está alta (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2007).

O cenário brasileiro mostra, entretanto, que ainda é iniciante no que se refere à contribuição da GD para a totalidade de energia gerada no país. A FIGURA 2 evidencia a participação da GD na geração total de energia por país.

FIGURA 2 - PERCENTUAL DE CONTRIBUIÇÃO DA GD PARA A TOTALIDADE DE ENERGIA GERADA POR PAÍS.



FONTE: MARTINS (2015).

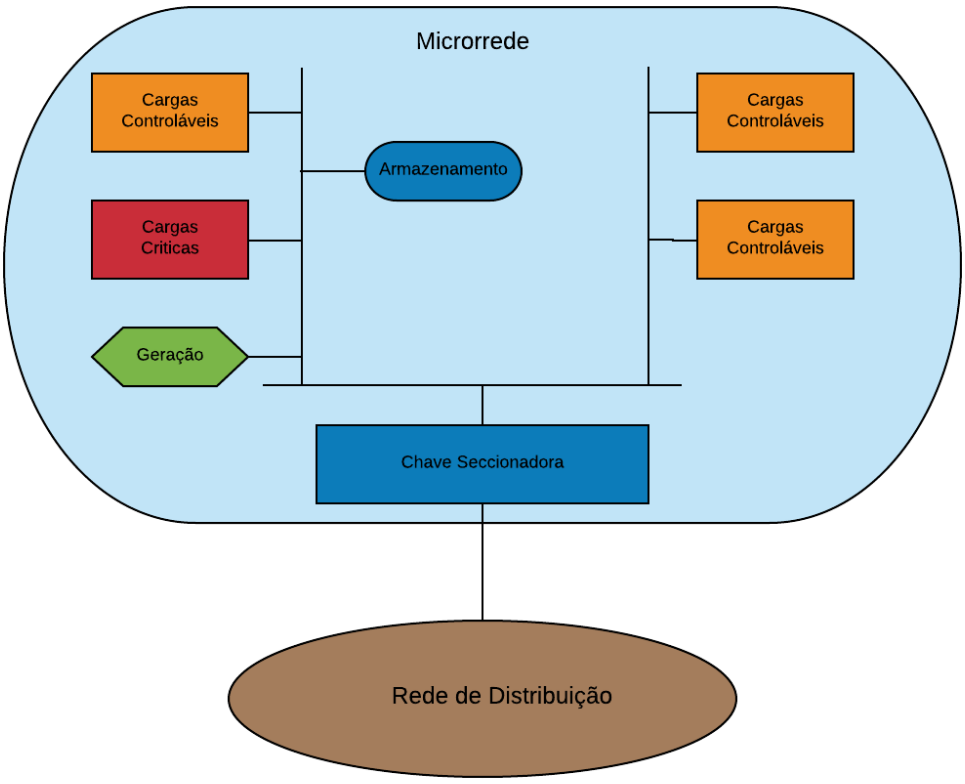
A aleatoriedade característica do método distribuído de geração sugere a possibilidade de implantação de tecnologias de armazenamento de energia como forma de diminuir a variabilidade durante a geração de energia elétrica. O armazenamento dessa energia se apresenta como ponto estratégico na otimização do gerenciamento da energia gerada.

Bordons, García-Torres e Valverde (2015) enfatizam que uma nova solução estrutural para o sistema elétrico é a subdivisão da rede em pequenas unidades de

gestão onde o armazenamento de energia terá papel fundamental, já que compensará a intermitência das fontes sustentáveis de energia e a flutuação de demanda dos consumidores. Todo esse processo de integração da geração de energia com sistemas de armazenamento e cargas requer um avançado sistema de controle que atue como um gestor de toda estrutura.

A partir desse contexto surge o conceito de microrredes inteligentes. As *microgrids (*MG) são uma maneira inteligente de fazer o gerenciamento, através de um sistema de controle, da geração distribuída de energia com o sistema de armazenamento e as cargas. Além disso, as MGs inteligentes possuem a capacidade de operar de maneira ilhada da rede ou então conectada à rede de distribuição, e também a possibilidade de operar de forma isolada da rede elétrica, esse caso se verifica em locais de difícil acesso, como o Pantanal por exemplo, e isso só é possível pela chave presente na estrutura da MG (MONTOYA *et al*., 2013). A FIGURA 3 evidencia didaticamente a disposição de cada sistema dentro de uma MG.

FIGURA 3 – ESTRUTURA DA MICRORREDE



FONTE: ADAPTADO DE MONTOYA *et al*. (2013).

O sistema de controle da microrrede proporciona um gerenciamento ótimo de todos seus componentes. Tendo em vista toda a complexidade envolvida no sistema de controle da MG, é essencial a utilização de métodos auxiliares que possibilitem a simulação e o estudo de casos envolvendo o funcionamento de uma MG. *Softwares* como OpenDSS e MATLAB – através do MATPOWER – são importantes aliados para simulações e estudos de como se comporta uma determinada microrrede quando submetida a diferentes parâmetros.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 OBJETIVO GERAL

O objetivo geral deste trabalho constitui-se em desenvolver metodologias de modelagem e simulação de MGs com duas ferramentas computacionais diferentes.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

Os objetivos específicos são:

- Avaliar ferramentas computacionais de simulação de sistemas elétricos para microrredes;
- Analisar modelagem e simulação de MGs no OpenDSS;
- Analisar modelagem e simulação de MGs no MATPOWER;
- Avaliar as diferenças de modelagens empregadas pelas ferramentas computacionais;
- Validar os resultados dos estudos elétricos executados pelas ferramentas computacionais;
- Determinar vantagens e desvantagens das ferramentas computacionais.

1.3 JUSTIFICATIVA

Embora existam várias pesquisas sobre microrredes, a operação das MGs ainda não está totalmente concretizada, principalmente quando a mesma é

conectada na rede de distribuição, pois neste caso a MG tem dois modos de operação, a saber, conectada e desconectada da rede.

De uma maneira geral, a modelagem contribui para validar a versão inicial de um projeto de MG; possibilitar eventuais ajustes e correções no projeto antes de sua implementação ou simulação em *hardware*. Por outro lado, a modelagem também pode contribuir com a análise dos impactos da MG na rede de distribuição.

E ainda, o fato de utilizar dois *softwares* de simulação, será fundamental para a comparação da modelagem, simulação e validação dos resultados de cada um para que possamos identificar qual *software* será mais adequado para a aplicação de simulação de MGs.

1.4 ESTRUTURA DA MONOGRAFIA

O trabalho é dividido em 6 capítulos. O capítulo 1, denominado introdução, apresenta todo o contexto do tema do trabalho, os objetivos, geral e especifico, a serem atingidos e a justificativa para a realização do trabalho. O capítulo 2, fundamentação teórica, traz todos os conceitos necessários sobre microrrede, geração distribuída, sistemas fotovoltaicos, armazenamento de energia com baterias e cargas controladas. No capítulo 3, revisão bibliográfica, é apresentado como foi realizada a pesquisa de artigos científicos, bem como os artigos mais relevantes ao trabalho.

O capítulo 4, materiais e métodos, descreve os *softwares* utilizados no trabalho, o sistema de distribuição teste e curvas de carga, materiais esses que serão utilizados no trabalho. Ainda no capítulo 4, será descrito toda a metodologia de análises e simulações realizadas para a execução deste trabalho. O capítulo 5, análise de resultados e discussões, apresenta os métodos de como foram realizadas as simulações em cada ferramenta e os resultados das simulações executadas. O capítulo 6, conclusões e trabalhos futuros, apresenta a conclusão do trabalho e sugestões para trabalhos futuros em cima do tema abordado no trabalho.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 MICRORREDE

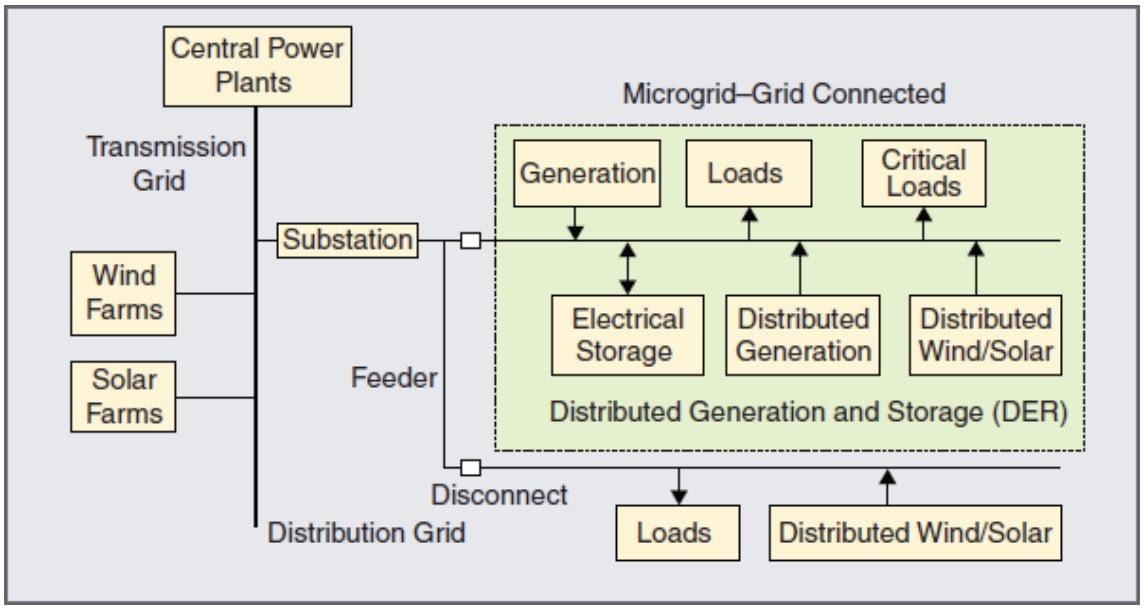
Microrrede é definida pelo *U.S Department of Energy Microgrid Exchange Group* como sistemas de distribuição elétrica que contem cargas e recursos de energia distribuída, chamadas *Distributed Energy Resources* (*DERs),* renováveis ou não renováveis (JOOS *et al.*, 2017). Na maior parte dos casos são utilizadas recursos de energia renováveis, chamadas de *Renewable Energy Sources (RES).*

MG é uma maneira inteligente de fazer a integração entre as fontes de geração distribuída de energia, sejam elas sustentáveis ou não, com o sistema de armazenamento de energia e também com todos os pontos de carga presentes dentro da área de atuação da MG. Além disso, a MG inteligente gerencia a utilização da energia, em razão de contar com potentes sistemas de comunicação e controle, traçando um retrato energético do consumidor e suprindo a demanda com a fonte de energia mais indicada em determinado momento do dia proporcionando uma maior eficiência energética (MAITRA *et al.*, 2017).

A microrrede pode operar conectada à rede ou então desconectada da mesma, ou seja, de maneira ilhada em relação à rede elétrica. Existe também a possibilidade de a MG atuar de maneira isolada em relação à rede. Isso é possível devido aos sistemas de controle e automação implantados nas MGs inteligentes.

No momento em que a MG se encontra conectada à rede abre-se a possibilidade de armazenar energia produzida através de fontes de geração distribuída e utilizá-la em momentos adequados, aliviando assim a demanda na rede. Por outro lado, em caso de alguma falha ou então por motivos econômicos, existe a alternativa de se desconectar a MG da rede (operando em modo ilhado) e assim abastecer a carga (JOOS *et al.*, 2017). A estrutura da microrrede e como funciona sua relação com as redes de distribuição e transmissão são mostradas na FIGURA 4.

FIGURA 4 - ESTRUTURA DA MICRORRDE E A CONEXÃO COM O SISTEMA



FONTE: JOOS *et al*. (2017).

Além desses modos de atuação, existe a possibilidade de a microrrede operar de maneira isolada da rede. Esse modo é verificado, geralmente, em lugares remotos, que necessitariam de um grande investimento para que a rede – através de extensas linhas de transmissão – chegasse até o local, e que mesmo assim poderia proporcionar problemas devido a condições geográficas hostis (JOOS *et al*., 2017).

2.1.1 DISPOSITIVOS

As MGs possuem um sistema de controle com capacidade de integrar e coordenar de maneira automática os elementos que fazem parte das mesmas. Esses elementos podem ser cargas controláveis, o sistema de armazenamento, os elementos de geração distribuída e os equipamentos para interagir com a rede de distribuição e atuar como um único sistema.

O principal elemento da microrrede é o seu sistema de controle. O sistema de controle é responsável por gerenciar todos os aspectos da operação da MG no ponto em que há a interligação da mesma com a rede de distribuição. Quando o sistema de controle está em estado estacionário, os ativos da MG incluindo os recursos de energia distribuídos na MG (geração, cargas e armazenamento) e também os dispositivos de controle e comutação. Por outro lado, em condições transitórias, o sistema de controle é responsável pela garantia de conexão e

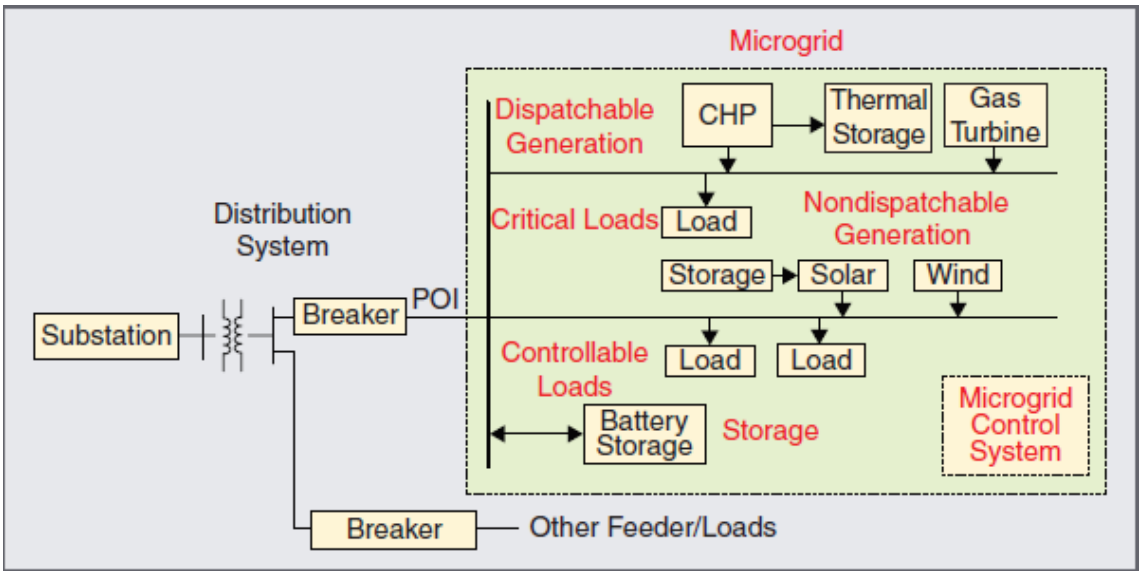
desconexão da rede de distribuição. Esse sistema de controle também pode ser chamado de sistema de gestão ou gerenciamento de energia. O termo “sistema de controle de microrrede” é preferido para o desenvolvimento de padrões de MGs, para evitar confusões, é aceito o uso do termo “sistema de gerenciamento de energia”, assim como é usado na transmissão, geração e operação do sistema de grandes instalações. Muitos dos recursos geralmente implementados no despacho da geração e no gerenciamento de carga em instalações industriais podem ser projetadas na função de despacho da MG, uma vez que esta função envia os recursos de energia distribuídos e controla as cargas e outros dispositivos dentro da MG (JOOS et al., 2017).

Os dispositivos que regularmente são pertencentes à microrrede, de acordo com Joos *et al*. (2017), serão detalhados a seguir:

- Um dispositivo que conecta a microrrede ao sistema de distribuição em um ponto definido como ponto de interconexão, que seria o ponto da rede de distribuição onde se conectará a MG, esse equipamento geralmente é um disjuntor;
- Sistema de gerenciamento de energia que possibilite o controle de MGs;
- Equipamentos do próprio sistema de distribuição como, transformadores, chaves e capacitores encarregados de realizar a regulação de tensão e o gerenciamento de potência reativa;
- Componentes responsáveis por realizar a conexão dos elementos na MG. Os disjuntores, geralmente, são os componentes encarregados por efetuar essa tarefa;
- Geradores por células fotovoltaicas e/ou por turbinas eólicas, armazenamento e cargas distribuídas, no interior da área de atuação da MG.

A estrutura interior dos componentes que constituem a microrrede pode ser vista na FIGURA 5.

FIGURA 5 - ESTRUTURA INTERNA E OS COMPONENTES DA MICRORREDE. CHP: COMBINED HEAT AND POWER (CALOR E ENERGIA COMBINADOS). POI: POINT OF INTERCONNECTION (PONTO DE INTERCONEXÃO).



FONTE: JOOS et al. (2017).

Para que um sistema elétrico seja considerado uma microrrede, ele deverá ter três características distintas:

- Determinação nítida dos limites elétricos;
- Um sistema de controle para realizar o gerenciamento e o despacho dos recursos que são peças integrantes da MG, esse sistema dever ser considerado como um único dispositivo controlável;
- Capacidade de geração instalada que ultrapasse as demandas de carga crítica. Com isso, abre-se a possibilidade para que a MG possa ser desconectada da rede principal, atuando de maneira ilhada, e realizando o suprimento das cargas locais que estão dentro da MG, essa fonte de geração é geralmente uma fonte renovável e que utiliza a combinação de fonte de calor e energia.

2.1.2 TIPOS

De acordo com Maitra *et al*. (2017) existem vários tipos de MGs, e elas estão apresentadas logo a seguir.

Um dos principais tipos de microrredes inteligentes está presente no setor industrial, já que esse sistema auxilia na redução dos custos de operação em

horários em que a demanda de energia na rede está alta e consequentemente mais cara, ou então quando ocorrer alguma falha na distribuição de energia da rede e, com isso, a MG poderá atuar de maneira ilhada, garantindo assim o fornecimento de energia. A MG também pode estar no meio da sociedade, ou seja, consumidores residenciais e comerciais, já que proporciona uma gestão confiável, segura e eficiente de energia, além de possibilitar a utilização de fontes sustentáveis para geração de energia de maneira distribuída.

Convém ressaltar a importância de MGs presentes em campus universitários ou em áreas hospitalares, visto que nesses lugares há a possibilidade de uma alta produção de energia originada de fontes sustentáveis dispostas de maneira distribuída, e com isso a obtenção de lucro a partir da venda do excedente. Além disso, nota-se a relevante presença de um sistema de gerenciamento inteligente de energia nessas localidades onde existem elevada dependência e consumo energético.

As MGs inteligentes existentes em acampamentos militares são outro exemplo de como essa tecnologia é dinâmica. A necessidade de operação da *smartgrid* nessas instalações militares é em modo desconectado da rede, devido a esses acampamentos geralmente se encontrarem em locais de difícil acesso, ou então para afirmar a segurança do fornecimento de energia à infraestrutura militar em possíveis conflitos.

Outro tipo de MG existente é a que atua de maneira isolada da rede elétrica. Essa situação ocorre em áreas remotas com características geográficas que dificultam a chegada da rede de energia e, com isso, a viabilidade de MGs inteligentes em áreas distantes ou com peculiaridades geográficas aumenta consideravelmente e, nesse cenário, as microrredes operam desconectadas da rede elétrica durante todo o tempo, diferenciando-se do modo ilhado que corresponde ao momento onde ocorre a abertura de uma chave, resultando em um modo de operação desconectado temporariamente da rede. Além disso, abre-se a possibilidade de utilização de fontes sustentáveis geradoras de energia no sistema das MGs.

2.1.3 APLICAÇÕES

As aplicações das MGs são extensas, abrangendo várias áreas no que dizem respeito à energia. Em situações onde a redução dos custos é necessária abre-se a possibilidade de operação da microrrede em modo ilhado. Neste caso não se verifica o consumo de energia proveniente da rele elétrica de distribuição, visto que ocorre uma geração própria na MG.

Microrredes oferecem uma solução adequada de energia contínua para instalações que não podem tolerar uma interrupção de eletricidade, como bases militares, estruturas hospitalares e laboratórios de pesquisa. Essa aplicação provoca um aumento na confiabilidade na geração de energia.

Outra aplicação referente à MG inteligente é a capacidade que ela possui em comportar fontes de energia renováveis e não-renováveis. Os controles avançados das MGs gerenciam a produção de fontes renováveis de energia, como energia solar fotovoltaica e energia eólica, e utiliza-las apenas quando é conveniente para o sistema. Essa aplicação é eficiente em locais onde se verifica a necessidade de diminuição de poluição gerada por fontes não renováveis de energia.

A possibilidade de a MG operar de modo isolado da rede elétrica proporciona a instalação das mesmas em localidades afastadas dos grandes centros consumidores de energia. A acessibilidade a locais remotos surge como outra aplicação viável envolvendo essa tecnologia inteligente.

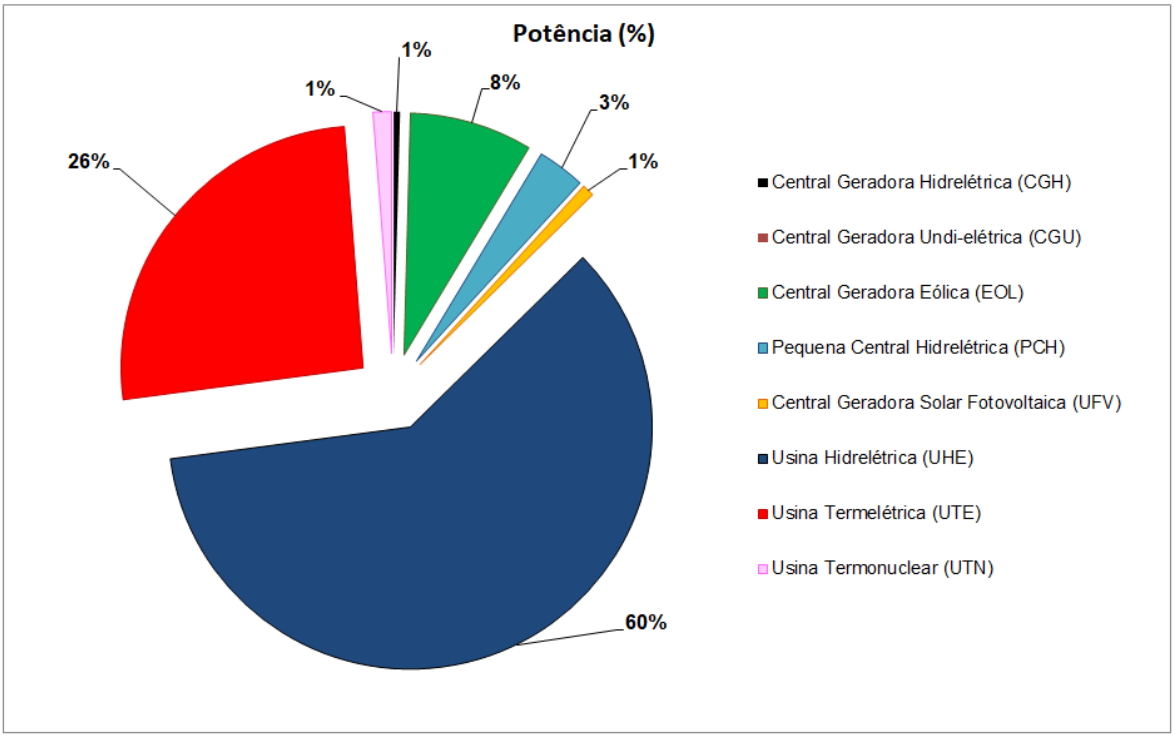
Outra aplicação que pode ser observada em relação as MGs é em situações que requerem independência parcial ou total de combustíveis. Essa possibilidade verifica-se pelo fato de as MGs utilizarem energia renovável e um sistema de armazenamento de energia elétrica, dispensando o emprego de combustíveis.

2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A organização clássica de geração de energia no sistema elétrico brasileiro fundamenta-se em geração centralizada de energia (GC). O sistema centralizado de geração de energia necessita de fontes em abundância para a produção de grandes quantidades de energia. No cenário brasileiro, as usinas representantes do método de GC são as centrais hidrelétricas e grandes usinas térmicas.

Na FIGURA 6 observa-se o detalhamento da matriz elétrica brasileira em relação ao percentual de potência que cada tipo de usina ou central geradora contribui para a totalidade de energia gerada no país, explicitando o vasto domínio de usinas pertencentes ao método centralizado de produção de energia.

FIGURA 6 - MATRIZ ELÉTRICA DO BRASIL



FONTE: ADAPTADO DE ANEEL (2018).

Apesar do modelo de geração centralizada estar consolidado no cenário nacional, há uma atenção cada vez maior direcionada para o sistema de geração distribuída de energia (GD). Geração distribuída é, basicamente, a geração de eletricidade localizada próximo ao ponto de consumo (ANEEL, 2016). Essa característica de estar instalada perto do consumidor faz com que não seja necessária a construção de grandes linhas de transmissão de energia, diminuindo de maneira considerável as perdas de geração, ocasionando assim uma utilização mais eficiente dos recursos energéticos (ANEEL, 2018).

Além de estar próximo ao ponto de consumo, a geração distribuída frequentemente é instalada conectada à rede de distribuição e com isso pode trazer vários auxílios à rede, como, por exemplo, provocar o alívio na rede em momentos que a demanda está alta e com isso gerar uma maior confiabilidade no sistema

elétrico (HATZIARGYRIOU *et al*., 2007). Outra característica positiva a ser atribuída ao modelo de GD é a elevada velocidade de implantação do projeto de geração quando comparado ao tempo de instalação da planta de uma usina com caráter centralizador. Além disso, o investimento em projetos de geração distribuída é menor quando se compara aos custos de implantação de grandes usinas.

Apesar de estar geralmente conectada à rede, a geração distribuída pode estar presente em locais isolados da rede. Comunidades situadas em locais onde é complicada a construção de linhas de transmissão que transporte a energia até o ponto de consumo, enxergam na geração distribuída uma esperança de receber energia elétrica. Comunidades presentes em meio ao Pantanal ou na Amazônia são alguns exemplos onde a geração de maneira distribuída é essencial para o abastecimento de energia da população, de maneira desconectada da rede.

O apelo por um desenvolvimento cada vez mais sustentável e a crescente preocupação mundial em se utilizar fontes renováveis de energia é outro aspecto que fortalece a ideia de geração distribuída de energia. Apesar de o sistema de geração distribuída não ser formado apenas por fontes sustentáveis de energia, há uma grande expectativa de que a origem das fontes de energia seja renovável na maioria dos casos.

Pequenas usinas que se utilizam de fontes sustentáveis de energia, como, por exemplo, solar fotovoltaica, eólica e biomassa são as referências mais comuns em geração distribuída (ANEEL, 2016). Um contraponto na utilização dessas fontes, principalmente a energia captada através do sol (solar fotovoltaica) e do vento (eólica), é a sua intermitência no decorrer do dia, já que há uma considerável variação na geração de energia durante o dia (JOOS *et al.*, 2017).

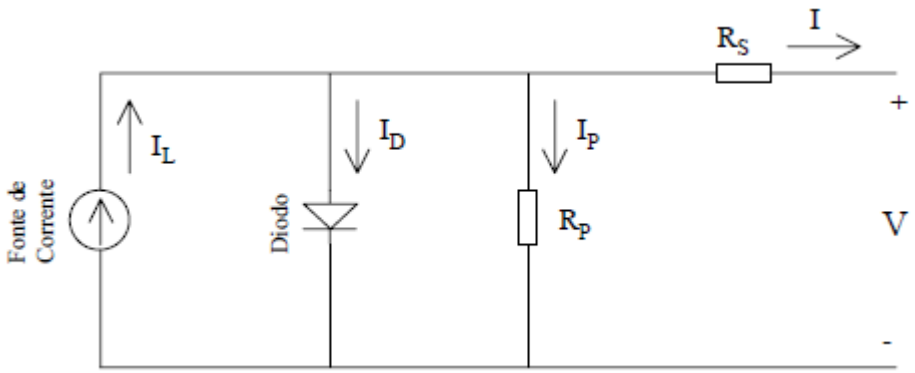
2.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Com a descoberta do efeito fotovoltaico e a confecção de tecnologia relacionada a sistemas fotovoltaicos, verificou-se um aumento na quantidade de tipos de células fotovoltaicas, e consequentemente uma maior diversidade em questões associadas à eficiência de painéis solares e custo-benefício, por exemplo. O detalhamento do efeito fotovoltaico e a apresentação dos tipos de células mais utilizadas na atualidade assim como suas respectivas eficiências podem ser observadas no ANEXO A.

2.3.1 MODELO ELÉTRICO E CURVAS CARACTERÍSTICAS

A elaboração de modelos elétricos de sistemas fotovoltaicos é essencial para permitir estudos e análises de determinado sistema. As análises e simulações computacionais referentes as células fotovoltaicas estão fundamentadas no modelo da FIGURA 7 e são importantes para constatar o desempenho das mesmas.

FIGURA 7 - EQUIVALENTE DE CÉLULA FOTOVOLTAICA



FONTE: HECKTHEUER (2001).

O somatório da corrente elétrica proveniente da junção *pn* – representado por um diodo – juntamente com a corrente procedente da interação entre os fótons da radiação solar com a célula fotovoltaica resulta na corrente elétrica gerada através do painel fotovoltaico. A corrente elétrica resultante desta soma em função da tensão na célula fotovoltaica é representada através de uma curva denominada *I-V* ou curva característica. A chamada curva característica *ou I-V* é representada pela seguinte equação (PINHO; GALDINO, 2014):

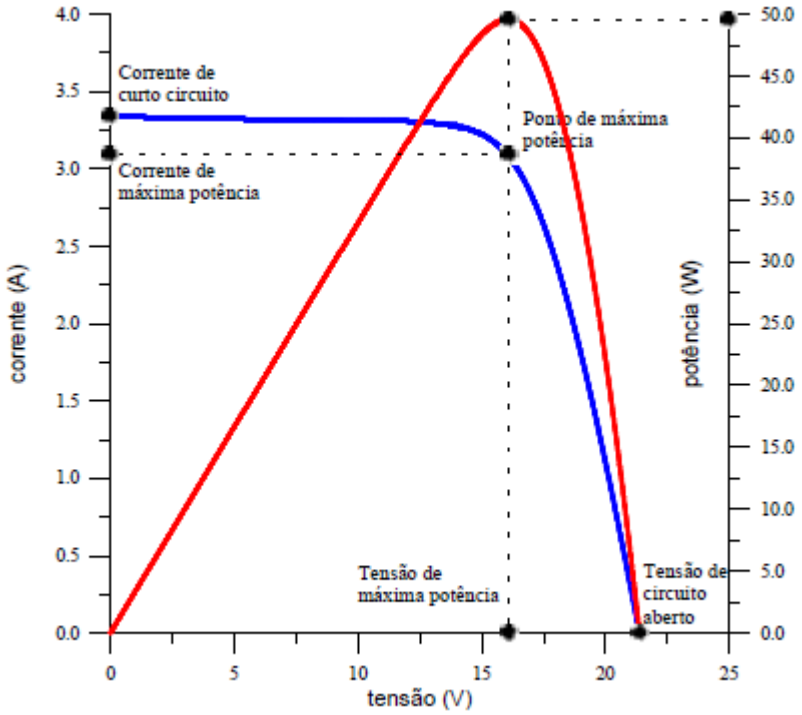
$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_s)}{nkT} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p}$$

Onde o I_L corresponde a corrente fotogerada, a corrente de saturação reversa do diodo é representada por I_0, o fator de idealidade do diodo é obtido através de dados experimentais e é identificado pelo n. As constantes presentes na fórmula são a carga do elétron ($q = 1{,}6x10^{-19}\ C$), a constante de Boltzmann ($k = 1{,}38x10^{-23}$ J/K) e a temperatura absoluta (T) (PINHO; GALDINO, 2014).

A FIGURA 8 representa a curva característica *I-V* das células fotovoltaicas que é estabelecida levando em consideração um valor de radiação igual a 1000 W/m² e uma temperatura de 25°C. É verificado a diminuição da eficiência dos módulos fotovoltaicos a medida que a temperatura se eleva (CRESESB, 2008).

O funcionamento ótimo do painel fotovoltaico pode ser observado através da curva *P-V* característica dos mesmos, já que o ponto de potência máximo visualizado na FIGURA 8 é o ponto de máximo desempenho dos painéis fotovoltaicos. O desempenho ótimo do sistema fotovoltaico pode ser alterado de acordo com as características do ambiente e as possíveis mudanças climáticas que ocorrem durante o dia (VALENTE, 2011).

FIGURA 8 - CURVAS *I-V* E *P-V* CARACTERÍSTICAS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO



FONTE: HECKTHEUER (2001).

2.3.2 ASSOCIAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

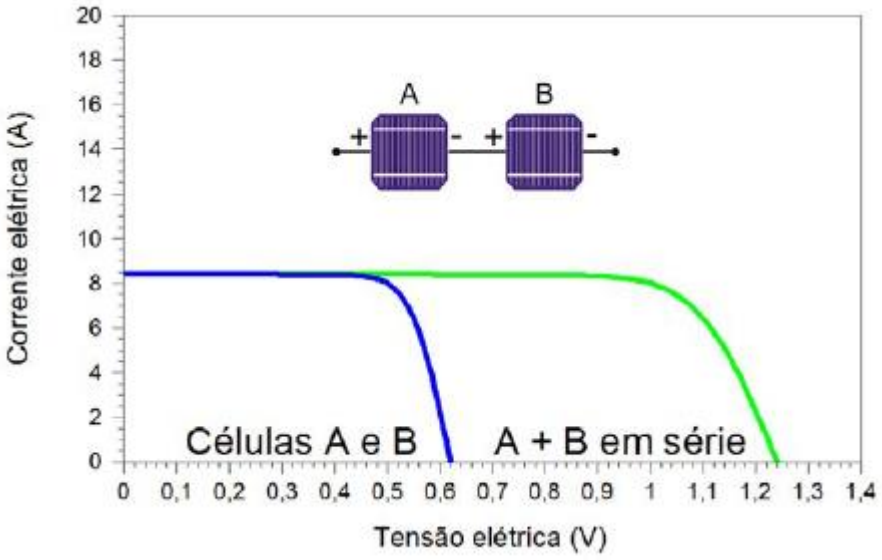
Os níveis de tensão e corrente pretendidos através da tecnologia fotovoltaica podem ser manipulados de acordo com a disposição dos módulos fotovoltaicos. De acordo com Hecktheuer (2001), as células fotovoltaicas podem ser arranjadas em série, em paralelo e até ambas as configurações de maneira simultânea.

A associação em série dos painéis fotovoltaicos é realizada por meio da simples conexão do terminal positivo de um dispositivo no terminal negativo do dispositivo fotovoltaico seguinte, e assim sucessivamente. Na configuração em série ocorre a somatória das tensões, contudo a corrente elétrica originada dessa organização permanece inalterada (PINHO; GALDINO, 2014). Logo, o comportamento das tensões e da corrente referente a esse arranjo são:

$$V = V_1 + V_2 + V_3 + \cdots + V_n$$
$$I = I_1 = I_2 = I_3 = \cdots = I_n$$

A representação gráfica correspondente ao modelo de associação em série dos módulos fotovoltaicos pode ser observada através da FIGURA 9.

FIGURA 9 - ASSOCIAÇÃO EM SÉRIE



FONTE: PINHO, GALDINO (2014).

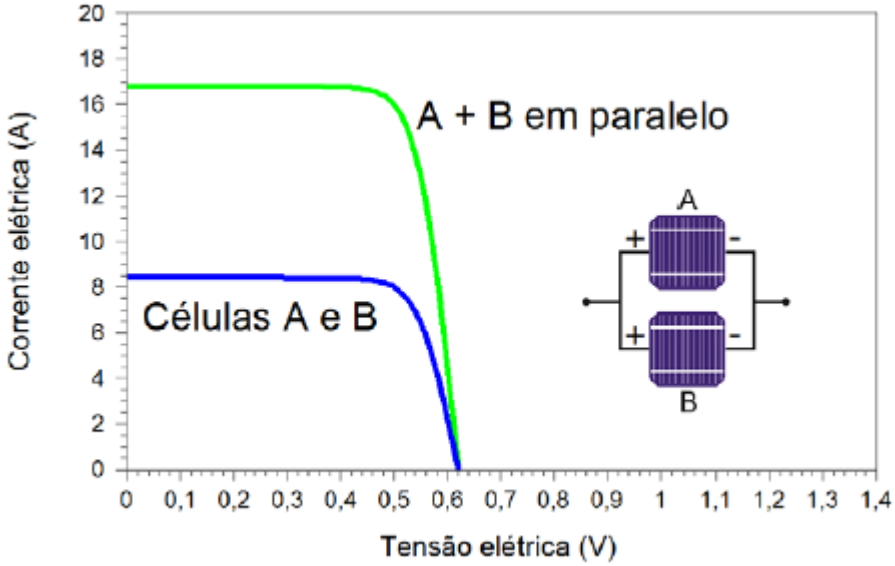
A organização das células fotovoltaicas em paralelo é outra forma de obter níveis de tensão e corrente que supram a demanda de um determinado projeto. O modelo de associação em paralelo é, basicamente, a conexão do terminal positivo de um dispositivo fotovoltaico com o terminal positivo do dispositivo seguinte, enquanto o terminal negativo se conecta com o terminal negativo do outro dispositivo fotovoltaico. O arranjo de módulos fotovoltaicos em paralelo faz com que o comportamento das correntes e tensões seja o posto da associação em série,

portanto há o somatório das correntes enquanto as tensões não sofrem alteração (PINHO; GALDINO, 2014). Dito isso, é possível visualizar matematicamente o comportamento das correntes elétricas e das tensões:

$$V = V_1 = V_2 = V_3 = \cdots = V_n$$
$$I = I_1 + I_2 + I_3 + \cdots + I_n$$

O modelo de associação em paralelo pode ser representado graficamente e analisado na FIGURA 10.

FIGURA 10 - ASSOCIAÇÃO EM PARALELO



FONTE: PINHO, GALDINO (2014).

2.3.3 NORMAS E RECOMENDAÇÕES SOBRE SEGURANÇA

Durante o processo de instalação dos sistemas fotovoltaicos é essencial respeitar as normas técnicas vigentes. As recomendações a serem seguidas devem seguir uma escala de prioridade, sendo assim as normas nacionais devem ser obedecidas durante a instalação dos sistemas fotovoltaicos (SFVs) e, se caso não houver recomendação vigente para uma situação específica deve-se seguir as normas internacionais. As normas e recomendações nacionais para instalação dos SFVs podem ser visualizadas na TABELA 1.

TABELA 1 - NORMAS E RECOMENDAÇÕES PARA INSTALAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Org.	Código	Título	Descrição	Aplicação
IEC – International Electrotechnical Commissions	61215: 2005	Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval; Edition 2.0;	Estabelece ensaios de qualificação para módulos fotovoltaicos	Módulos de Silício monocristalino (m-Si) e policristalino (p-Si)
	61646: 2008	Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval; Edition 2.0;	Estabelece ensaios de qualificação para módulos fotovoltaicos	Módulos de filmes finos (a-Si, CdTe, CIGS, etc)
	61730-2: 2004	Photovoltaic (PV) module safety qualification - Part 1: Requirements for construction; Part 2: Requirements for testing,	A Parte 2 estabelece ensaios para verificação da segurança elétrica e mecânica de módulos fotovoltaicos	Módulos fotovoltaicos
	61701:2011	Salt mist corrosion testing of photovoltaic (PV) modules; Edition 2.0	Estabelece o procedimento de ensaio da resistência de módulos fotovoltaicos à corrosão por névoa salina	Módulos fotovoltaicos
	62108:2007	Concentrator photovoltaic (CPV) modules and assemblies - Design qualification and type approval; Edition 1.0	Estabelece ensaios de qualificação para módulos fotovoltaicos	Módulos fotovoltaicos com concentração
ABNT	NBR 11876:2010	Módulos Fotovoltaicos - Especificação; Segunda Edição	Estabelece requisitos e critérios de aceitação de módulos fotovoltaicos de uso terrestre	Módulos fotovoltaicos
INMETRO	Portaria nº 004, de 04 de janeiro de 2011;	Anexo – Requisitos de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica (Módulo, Controlador de Carga, Inversor e Bateria).	Especifica os procedimentos de ensaio para etiquetagem de módulos fotovoltaicos (e outros equipamentos).	Módulos fotovoltaicos (e outros equipamentos)

FONTE: PINHO, GALDINO (2014).

2.3.4 INVERSORES

Inversor é um dispositivo eletrônico que possui a capacidade de realizar a conversão da corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA). A característica CC está presente em baterias e módulos fotovoltaicos, portanto é de fundamental importância a inclusão de inversores no sistema fotovoltaico para que a característica CA das cargas seja atendida adequadamente.

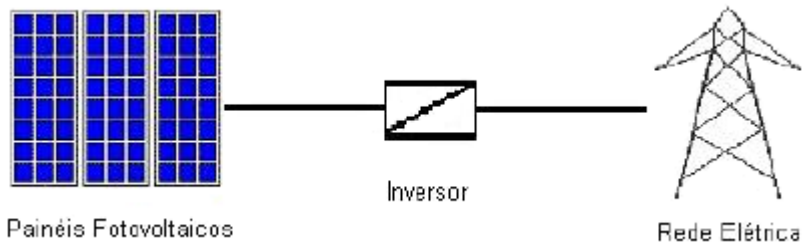
De acordo com Pinho e Galdino (2014), os componentes que estão presentes na fabricação dos inversores são tiristores e transistores. Tiristores como SCR, TRIAC e GTO, além de transistores como BJT, MOSFET e IGBT fazem parte dos componentes integrantes dos inversores. Durante o processo de transformação de CC para CA ocorre, geralmente, a inclusão de harmônicos no processo e, paralelamente surge a necessidade de implantação de filtros para combater os

danos resultantes dos harmônicos, como é o caso de uma qualidade inferior em relação a tensão e corrente de saída. Além disso, a adição de filtros nos inversores acarreta em perdas e consequentemente uma diminuição na eficiência dos mesmos (PINHO; GALDINO, 2014).

O sistema fotovoltaico pode estar estruturado de maneira conectada à rede elétrica (SFCR) ou disposto isoladamente da mesma (SFI). O SFCR pode estar organizado de modo centralizado ou distribuído, como pode ser visualizado na FIGURA 11 e FIGURA 12. Convém ressaltar que, em ambos os casos, os inversores destacam-se por fazer a interligação do sistema fotovoltaico com a rede elétrica fornecendo a conversão de CC para CA. Especificamente no caso do método distribuído (FIGURA 12) os inversores também fazem a conexão com as cargas dispostas de maneira distribuída (VALENTE, 2011).

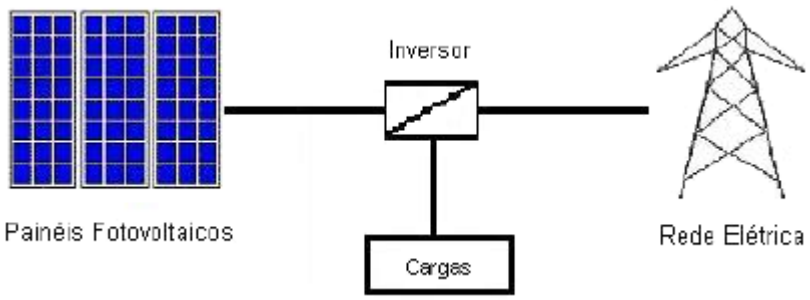
Os parâmetros avaliados para a qualidade de um inversor de SFCR são a eficiência apresentada na conversão CC-CA e a forma de onda resultante da conversão. Porém, ressalta-se que a forma de onda resultante é dependente do processo de conversão e de filtragem aplicado para reduzir os harmônicos derivados do procedimento de conversão (PINHO; GALDINO, 2014).

FIGURA 11 - SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE (CENTRALIZADO)



FONTE: VALENTE (2011)

FIGURA 12 - SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE (DISTRIBUÍDO)

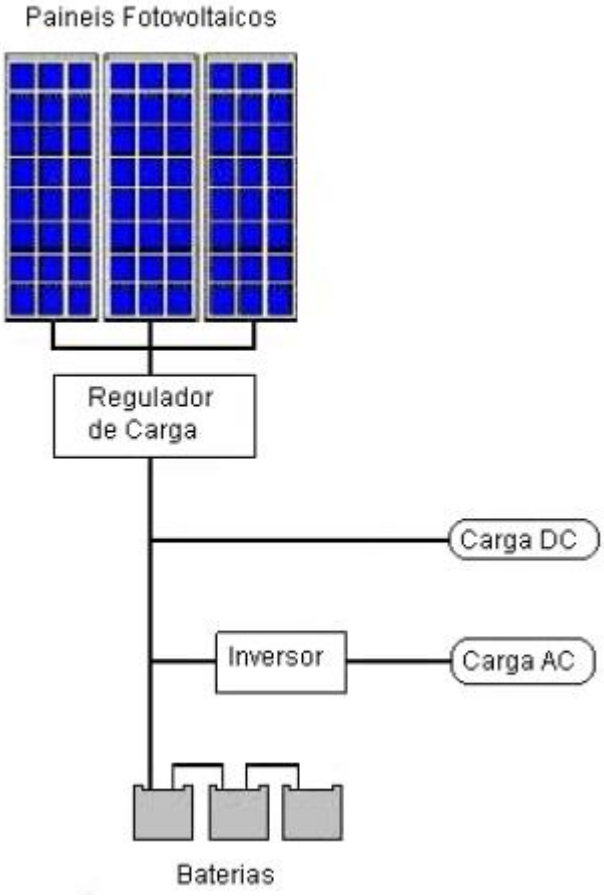


FONTE: VALENTE (2011)

De outro modo, os SFIs encontram-se em localidades onde não há a instalação de linhas de transmissão para fornecimento de energia elétrica aos consumidores. Os inversores são componentes fundamentais dessa estrutura de sistema fotovoltaico, uma vez que são encarregados da conversão CC-CA para alimentar cargas que necessitam de corrente alternada e, os inversores dos SFIs são intitulados de inversores de baterias. É essencial que os inversores presentes nos SFIs suportem possíveis surtos de corrente, fenômeno comum na partida de motores (corrente de partida). Outra característica primordial para um inversor de SFI é a potência que o mesmo utiliza em condições de espera (PINHO; GALDINO, 2014).

Além disso, os SFIs comportam baterias responsáveis por armazenar energia e reguladores de carga incumbidos de proteger as baterias de sobrecarga ou descarga completa (VALENTE, 2011). A configuração do SFI é verificada na FIGURA 13.

FIGURA 13 - ESTRUTURA DO SISTEMA FOTOVOLTAICO ISOLADO



FONTE: VALENTE (2011)

2.4 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA COM BATERIAS.

Existem diferentes tecnologias de armazenamento de energia, e elas estão sendo mais utilizadas pelo fato de que a geração distribuída, principalmente com energias renováveis, está se difundindo pelo mundo, e o sistema de armazenamento garante a confiabilidade e melhora da qualidade no fornecimento de energia dessas fontes renováveis. Em microrredes, o sistema de armazenamento de energia é constituído por baterias. Outras tecnologias e suas aplicações podem ser encontradas no ANEXO B.

2.4.1 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM MICRORREDES

Quando se fala em microrredes, seguramente também há o envolvimento de geração distribuída e armazenamento de energia, pois são elementos que se complementam nessa tecnologia inteligente. Eles são responsáveis por garantir a segurança e a confiabilidade da operação quando a MG está em modo ilhado. Existe um amplo conjunto de serviços que o armazenamento de energia pode oferecer (FITZGERALD *et al.*, 2015).

Quando uma MG é conectada à rede e existe uma fonte de energia renovável, o armazenamento de energia é necessário para garantir que nenhuma das energias geradas seja desperdiçada. Somente com a ajuda de um sistema de armazenamento de energia as concessionárias ou os proprietários do sistema podem garantir o armazenamento dessa energia para uso futuro (EVANICH, 2017).

O armazenamento de energia também é essencial para suavizar fontes de geração alternativas intermitentes. Por exemplo, se o sol se mover atrás de uma nuvem ou o vento parar de soprar, uma microrrede utiliza a energia que é armazenada nas baterias enquanto espera que a fonte de geração volte ao seu funcionamento normal, mantendo o fornecimento de energia de uma forma constante (EVANICH, 2017).

Quando a MG opera no modo conectado e também conectado a um sistema de armazenamento, as baterias ajudam a reduzir a demanda consumida, visto que parte da demanda consumida pela rede está sendo suprida pelo sistema de armazenamento, e se isso for utilizado nos horários de pico, pode ocorrer uma economia significante na conta de luz (EVANICH, 2017).

Ao passo que falamos em sistemas de armazenamento no contexto de geração distribuída e MGs, as baterias são a tecnologia mais utilizada pelo fato de a geração de energia através de fontes renováveis possuir um comportamento onde ocorre a dependência de fatores da natureza, causando uma imprevisibilidade na sua geração de energia (DOS SANTOS *et al*., 2017).

Nesse caso, as baterias são necessárias para assegurar um fornecimento de energia constante para o consumidor no caso de quando o sistema está desconectado à rede elétrica (*off-grid*), e possibilita o gerenciamento de energia facilitando a definição dos instantes de carga e descarga do sistema nos casos onde o sistema está conectado à rede (*on-grid*) (VILLALVA, 2015).

As baterias são um conjunto de células eletroquímicas conectadas em série ou em paralelo, capazes de armazenar energia elétrica através de um processo eletroquímico de oxidação e redução (redox). As baterias podem ser classificadas de acordo com os tipos de células, recarregáveis (primárias) ou não recarregáveis (secundárias) (PINHO; GALDINO, 2014).

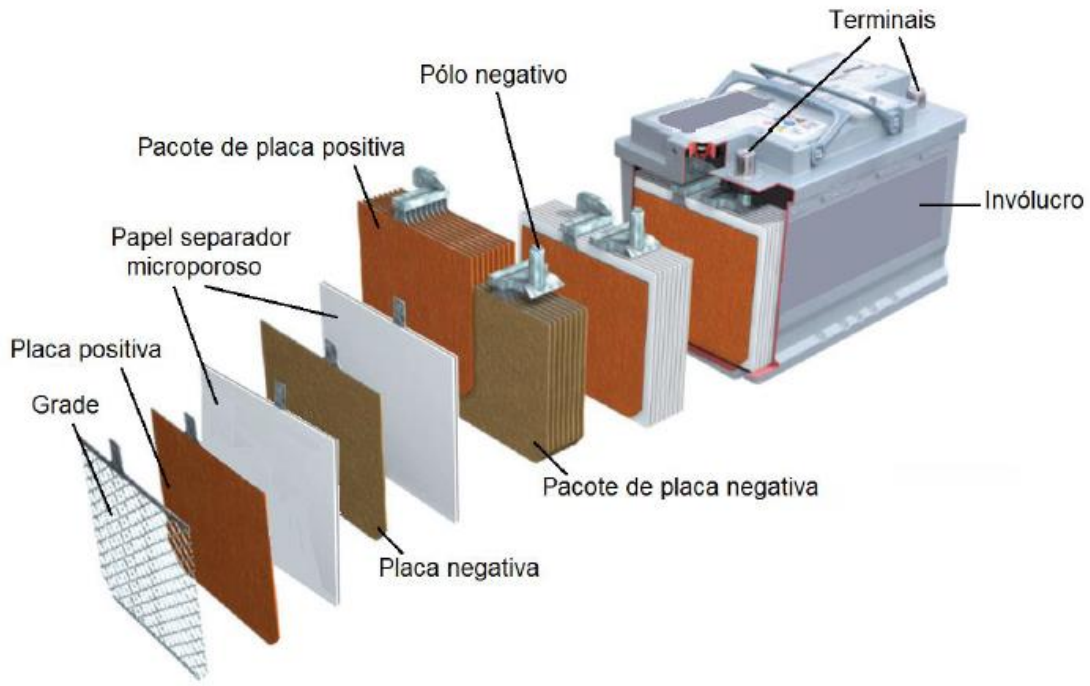
Dos vários tipos de baterias existentes, em microrredes, a bateria de chumbo-ácido é a tecnologia mais utilizada pelo fato de já estar consolidada principalmente utilizando em conjunto com os sistemas fotovoltaicos. Já outros tipos de baterias como íon-lítio, apesar de apresentar vantagens como maior eficiência e maior vida útil, ainda não são amplamente empregadas como as baterias de chumbo-ácido devido ao seu alto custo (PINHO; GALDINO, 2014).

2.4.2 BATERIAS DE CHUMBO-ÁCIDO

Os elementos fundamentais da bateria de chumbo-ácido foram estabelecidos em 1854 por Gaston Planté, que foi o primeiro a dizer que uma descarga de corrente elétrica poderia ser extraída de um par de placas de chumbo que haviam sido imersas em ácido sulfúrico e submetidas a uma corrente de carga (MOSELEY; GARCHE, 2015).

As baterias de chumbo-ácido são a tecnologia de armazenamento de energia de menor custo por Watts-hora disponível no mercado e o mais difundido com microrredes, seu esquema está representado na FIGURA 14.

FIGURA 14 - VISTA DO ASPECTO CONSTRUTIVO DE UMA BATERIA DE CHUMBO-ÁCIDO



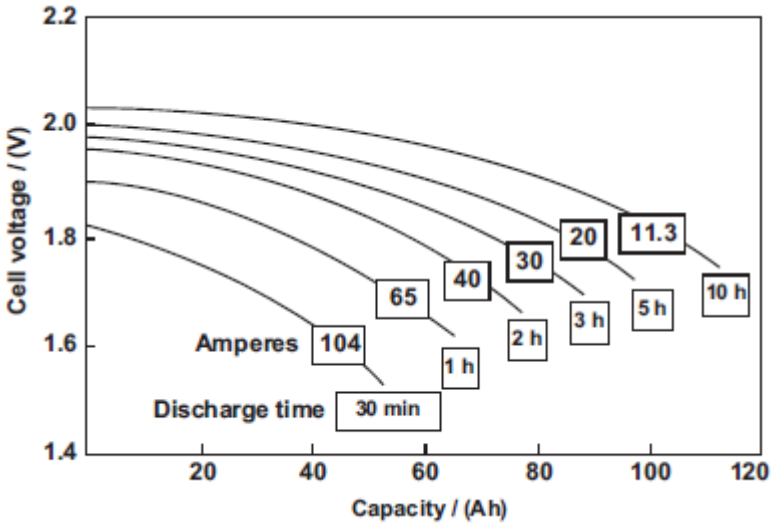
FONTE: PINHO, GALDINO (2014).

Os principais componentes que constituem uma bateria de chumbo-ácido são o dióxido de chumbo, que se encontra no eletrodo positivo, e uma esponja de chumbo no eletrodo negativo, cada um deles encontra-se em contato com coletor de corrente feito de uma liga de chumbo, um eletrólito aquoso de ácido sulfúrico, um separador de material isolante poroso e um invólucro geralmente feito de polipropileno (MOSELEY; GARCHE, 2015).

A eficiência de energia (Wh) de uma bateria de chumbo-ácido é de cerca de 70% na maior parte da faixa de carga, determinado conforme detalhes de projeto e o ciclo de trabalho em que a bateria é exposta. Sua eficiência aumenta quando as taxas de carga e descarga são mais baixas. Para uma operação de carga máxima, a sua eficiência pode cair abaixo dos 70% (MOSELEY; GARCHE, 2015).

As curvas típicas de descarga de uma bateria de chumbo-ácido são mostradas conforme a FIGURA 15.

FIGURA 15 - CURVAS DE DESCARGA PARA BATERIAS DE CHUMBO-ÁCIDO



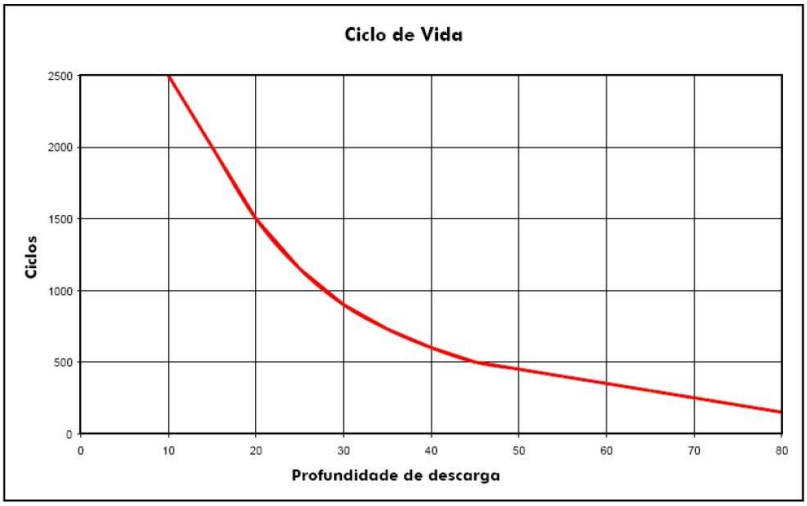
FONTE: MOSELEY, GARCHE (2015).

A capacidade (Ah) de uma bateria de chumbo-ácido, quando é descarregada de forma constante, depende de fatores como:

- Projeto e construção da célula;
- Regime cíclico submetido;
- Idade da bateria;
- Manutenção;
- Temperatura de operação.

Sua vida útil é determinada através da quantidade de ciclos de carga e descarga e também da profundidade de sua descarga, isto é, a porcentagem da carga máxima que é atingida após final da descarga. Maiores profundidades de descarga fazem com que sua vida útil seja reduzida, ou seja, baterias que descarregam pouco duram mais que as que descarregam muito. Esse comportamento pode ser observado na FIGURA 16 abaixo (VILLALVA, 2015).

FIGURA 16 - VARIAÇÃO DO NÚMERO DE CICLOS EM FUNÇÃO DA PROFUNDIDADE DE DESCARGA DA BATERIA



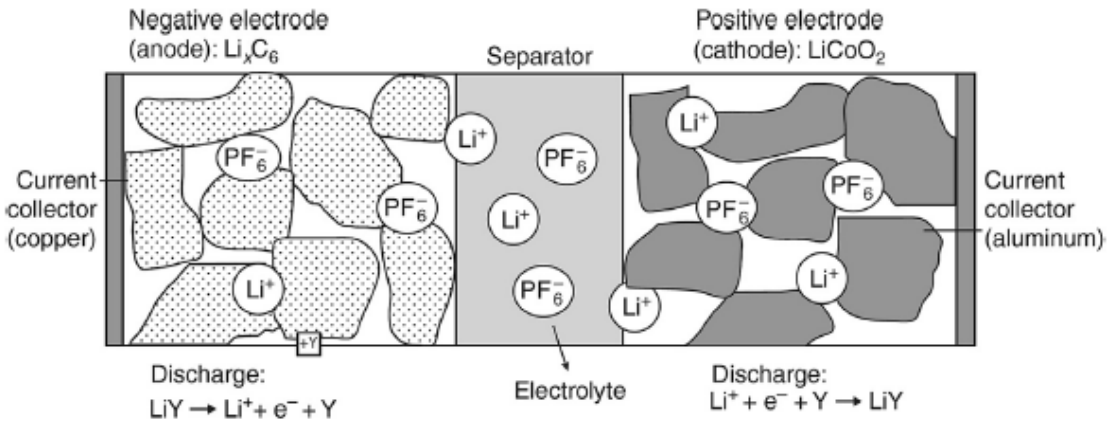
FONTE: FREEDOM ([s.d.]).

2.4.3 BATERIAS DE ÍON-LÍTIO

A primeira bateria de íon-lítio foi lançada pela Sony em 1991, a bateria era à base de óxido de grafite/lítio-cobalto (MOSELEY; GARCHE, 2015). Elas apresentam densidades de energia bem altas, na faixa de 80 a 150 Wh/Kg, e por causa disso, atualmente, são amplamente utilizadas em equipamentos eletrônicos portáteis como celulares, *notebooks*, câmeras, etc., e também vem sendo utilizados em veículos elétricos. Ela é considerada uma tecnologia promissora com bastante para o desenvolvimento de novas aplicações (PINHO; GALDINO, 2014).

Os materiais que compõem os eletrodos positivos e negativos das baterias de íon-lítio são compostos de lítio. A maior parte dessas baterias usam a intercalação de compostos de lítio-carbono no terminal negativo e um óxido de lítio-metal, que seria um óxido de lítio com mais um metal como o manganês, por exemplo, sendo usado como um material ativo no terminal positivo. Os eletrodos são feitos de partículas do material ativo e são juntadas com um aglutinante e um preenchido com um condutor como o grafite (MOSELEY; GARCHE, 2015). O esquema da bateria pode ser visto na FIGURA 17.

FIGURA 17 - ESQUEMA BÁSICO DE UMA CÉLULA DE ÍON-LÍTIO



FONTE: MOSELEY, GARCHE (2015).

A vantagem do uso desse tipo de bateria é sua elevada tensão nominal e podendo ser usada com várias células em série para aumentar sua tensão (PINHO; GALDINO, 2014). Outras vantagens são:

- Alta densidade energética;
- Não possui o efeito-memória, que seria o fato de bateria após ser descarregada, mas não ao limite inferior de tensão, nas próximas descargas elas perdem parte de sua capacidade de recarga e fornecimento de energia;
- Suportar altas taxas de carga e descarga;
- Baixo tempo de carga;
- Baixa taxa de auto-descarga.

Apesar de possuir todas essas vantagens, a utilização dessas baterias requer um sistema de segurança de proteção contra descargas excessivas, sobrecarga, curto-circuito, entre outros. O alto custo dessa tecnologia ainda impede o seu uso no Brasil, apesar de haver vários estudos sobre isso (PINHO; GALDINO, 2014).

2.5 CARGAS CONTROLADAS

Cargas controladas fazem parte dos mecanismos que formam as microrredes. Essa peça que compõe as microrredes inteligentes é essencial em alguns aspectos importantes para a o funcionamento do sistema em geral. Em situações de urgência ou imprevistos as cargas controláveis podem ser aproveitadas

de modo que haja uma manutenção ou regulação da frequência no interior das MGs (REBOURS *et al*., 2007).

As cargas que são controladas podem possuir outra finalidade importante dentro do sistema integrado que as MGs proporcionam. Essa outra aplicação é a possibilidade dessas cargas atuarem de maneira análoga a sistemas de armazenamento e também para aperfeiçoar a operação da MG.

Cargas de nível doméstico são também consideradas como um recurso adicional para o operador do sistema de distribuição, obtendo um controle eficaz do consumo de energia do cliente podendo ser aproveitado para resolver problemas na rede de distribuição em baixa tensão. Se gerenciado corretamente, esse método pode contribuir para a otimização da utilização da eletricidade e reduzindo custos do cliente e da concessionária que opera a rede de distribuição (OLIVAL; MADUREIRA; MATOS, 2017).

É possível definir várias categorias para o controle das aplicações das cargas domésticas e são classificadas da seguinte forma (OLIVAL; MADUREIRA; MATOS, 2017; SOARES; GOMES; ANTUNES, 2012):

- Carga incontrolável: Cargas que apresentam dificuldades de controle, onde uma mudança drástica nos hábitos do consumidor poderá causar um desconforto;
- Cargas interruptíveis: Equipamentos elétricos que podem ser desligados por curtos períodos de tempo sem comprometer a qualidade do serviço e os hábitos de consumo;
- Cargas deslocáveis: Cargas que podem ser alteradas no tempo, ou seja, transferir o consumo das horas de pico para períodos com altos níveis de microgeração que não têm impacto relevante no consumidor.

Essas aplicações de controle deverão ser implementadas com algumas restrições, evitando assim mudanças extremas no hábito de consumo, assegurando que não exista nenhum tipo de incômodo para os clientes. Por exemplo, equipamentos como refrigeradores podem ser interrompidos apenas por curtos períodos de tempo, sem comprometer sua função principal (OLIVAL; MADUREIRA; MATOS, 2017).

2.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Os conhecimentos apresentados neste capítulo compreendem o embasamento teórico que será utilizado neste trabalho. São mostrados os conceitos de MGs, geração distribuída e dos dispositivos que compõem uma MG, como painéis fotovoltaicos e baterias. Apresentou-se o funcionamento das MGs através de potentes sistemas de controle e gerenciamento de informações. Convém ressaltar o destaque concedido, ao longo do capítulo, às diversas aplicações em que as MGs estão presentes.

A sedimentação teórica de todas as partes componentes do sistema da MG é essencial para a compreensão da extensão dos impactos causados quando a mesma está conectada à rede ou então operando em modo desconectado. O capítulo se mostrou como sendo a base para o entendimento e o desenvolvimento das modelagens computacionais, visto que apresenta os parâmetros dos elementos que fazem parte da MG, além de evidenciar que a alteração de um dispositivo presente no sistema pode alterar o comportamento da microrrede.

3 REVISÃO DA LITERATURA

O capítulo referente à revisão da literatura se caracteriza por exibir o estado da arte de publicações de periódicos científicos relacionados a um tema específico. O procedimento praticado neste capítulo contou com a execução de várias etapas, objetivando uma seleção estruturada dos artigos relevantes para o tema do trabalho. O processo de revisão da literatura baseou-se no método de Ensslin *et al.* (2014) para a seleção dos artigos científicos.

A definição das palavras-chave a serem utilizadas nas buscas dos artigos foi ajustada de acordo com os eixos da pesquisa, que considera os problemas verificados e os métodos aplicados para a solução. A TABELA 2 evidencia as problemáticas encontradas e os respectivos métodos de soluções.

TABELA 2 - EIXOS DE PESQUISA

EIXOS DA PESQUISA	
Problema	**Método/Técnica**
Renewable Energy Integration	OpenDSS *Modelling*
Battery Integration	
Renewable Energy Integration	MATPOWER *Modelling*
Battery Integration	
Renewable Energy Integration	*Microgrid Modelling*
Battery Integration	

FONTE: OS AUTORES (2018).

A partir do momento que se define esses dois eixos de pesquisa (problema e método) ocorrem as combinações das palavras essenciais resultando nos termos fundamentais a serem pesquisados, conforme explicitado na TABELA 3. Com a definição dos termos a serem pesquisados, iniciaram-se as buscas estruturadas através do *software Publish or Perish* com os termos apresentados na TABELA 3. As palavras-chave foram inseridas na ferramenta computacional e, a partir da base de dados do *Google Scholar*, foi possível encontrar uma quantidade significativa de artigos relacionados aos respectivos termos. À medida que as buscas dos termos foram sendo concluídas evidenciou-se a necessidade da aplicação de filtragens responsáveis por reduzir consideravelmente o número de periódicos encontrados.

TABELA 3 - TERMOS A SEREM PESQUISADOS

TERMOS
Renewable Energy Integration AND OpenDSS Modelling
Renewable Energy Integration AND MATPOWER Modelling
Renewable Energy Integration AND Microgrid Modelling
Battery Integration AND OpenDSS Modelling
Battery Integration AND MATPOWER Modelling
Battery Integration AND Microgrid Modelling

FONTE: OS AUTORES (2018).

A quantidade bruta de artigos gerados pelo *software Publish or Perish* após as buscas dos termos citados na TABELA 3 é representado na TABELA 4. Convém ressaltar que as pesquisas de artigos realizadas com as palavras-chave através do *Publish or Perish* estiveram dentro do intervalo de tempo correspondente aos anos

de 2008 a 2018, visto que os artigos encontrados nesse período são considerados atuais.

TABELA 4 - ARTIGOS ENCONTRADOS PELO *PUBLISH OR PERISH*

TERMOS PESQUISADOS	**RESULTADO DAS PESQUISAS**
Renewable Energy Integration AND OpenDSS Modelling	1.000 Artigos
Renewable Energy Integration AND MATPOWER Modelling	1.000 Artigos
Renewable Energy Integration AND Microgrid Modelling	1.000 Artigos
Battery Integration AND OpenDSS Modelling	538 Artigos
Battery Integration AND MATPOWER Modelling	668 Artigos
Battery Integration AND Microgrid Modelling	1.000 Artigos
TOTAL DE ARTIGOS	**5.206 Artigos**

FONTE: OS AUTORES (2018).

Com a definição dos resultados alcançados – 5.206 artigos encontrados – através da ferramenta *Publish or Perish,* iniciou-se um primeiro processo de filtragem responsável por excluir os artigos que eram do tipo livro ou citação. Depois desse procedimento retiraram-se os editores de menor expressão, deixando apenas os *publishers* de interesse e de maior confiabilidade (IEEE/IEEE *Explore*, *Elsevier*, *Springer*, *Wiley*). O próximo passo referente a essa filtragem inicial foi a eliminação de publicações referentes a encontros ou eventos. Após o término dessa etapa constatou-se uma considerável diminuição no número de periódicos considerados relevantes para o presente trabalho. A TABELA 5 exibe a quantidade total de artigos restantes no processo de busca estruturada após a conclusão da filtragem inicial.

TABELA 5 - FILTRAGEM INICIAL

TERMOS PESQUISADOS	FILTRAGEM INICIAL
Renewable Energy Integration AND OpenDSS Modelling	404 Artigos
Renewable Energy Integration AND MATPOWER Modelling	429 Artigos
Renewable Energy Integration AND Microgrid Modelling	734 Artigos
Battery Integration AND OpenDSS Modelling	188 Artigos
Battery Integration AND MATPOWER Modelling	251 Artigos
Battery Integration AND Microgrid Modelling	398 Artigos
TOTAL DE ARTIGOS	**2.404 Artigos**

FONTE: OS AUTORES (2018).

Com o término do primeiro procedimento de filtragem verificou-se a necessidade de leitura dos títulos dos artigos restantes para que diminuísse ainda mais a quantidade de 2.404 periódicos fundamentais, e assim inicializando uma segunda etapa de filtragem. Com a leitura dos títulos dos periódicos foi selecionado uma quantidade de 107 artigos. Após a leitura do título utilizou-se a ferramenta Mendeley, um software capaz de gerenciar documentos de pesquisa e referências bibliográficas em trabalhos, para retirar as duplicatas presentes dentro dos 107 artigos encontrados. O número de artigos selecionados, após a utilização do Mendeley, passou a ser de 94.

Apesar da notável diminuição na quantidade de artigos selecionados no decorrer das filtragens propostas pelo método de Ensslin *et al.* (2014), foi iniciado a leitura dos abstracts dos artigos em questão para estreitar os números de periódicos pertinentes para o tema do trabalho. Após essa etapa foi realizada a leitura das introduções e conclusões dos artigos que sobraram, resultando em mais eliminações na quantidade de artigos e, consequentemente, viabilizando a próxima e última etapa de eliminação de periódicos que consistiu na leitura integral dos artigos restantes. O extenso processo de busca estruturada resultou na seleção dos artigos essenciais, resumidos a seguir, para o desenvolvimento do trabalho. Convém ressaltar a credibilidade dos artigos, sendo que juntos os artigos possuem 953

citações e uma média de 159 citações por ano, explicitando a confiabilidade dos artigos.

A característica intermitente presente nos recursos energéticos renováveis dificulta a operação das microrredes, contudo a integração de sistemas de armazenamento e a presença de cargas controláveis auxiliam no gerenciamento das mesmas. Com base nesses desafios operacionais, o trabalho de Su *et al.* (2014) objetiva o desenvolvimento de métodos que otimizem a utilização de energia gerada por fontes renováveis em MGs, levando em consideração a imprevisibilidade na geração de energia elétrica proveniente de recursos energéticos renováveis componentes da MG, impactando na diminuição do custo de operação e na atenuação das perdas energéticas. O sistema utilizado durante as simulações e análises do estudo consiste em uma adaptação do modelo IEEE 37 barras. Durante as simulações verificou, especificamente, a aleatoriedade da energia solar e a variabilidade da energia eólica. As modelagens foram feitas tanto para a microrrede conectada à rede como para o modo ilhado da rede, e após a análise dos resultados das simulações verificou-se que os procedimentos propostos pelo trabalho alcançaram resultados eficazes para os diversos cenários analisados.

A interação de fontes de energia renováveis intermitentes em microrredes apresentam desafios quando tratamos de confiabilidade de operação e controle. Baseado nisso, o trabalho de Olivares *et al*. (2014), discute esses desafios quando se trata de controle em MGs, além de rever as estratégias de controle existentes atualmente. A partir da definição de MG, o autor identifica os desafios existentes em uma microrrede com as DERs como, por exemplo, estabilidade, modelagem, ponto de conexão, e também aponta os princípios de controle como, controle de queda, controle preditivo de modelo e sistemas multiagentes. O trabalho ainda classifica estratégias de controle de MGs em três níveis: primário, secundário e terciário, onde os níveis primário e secundário estão associados à operação MG e o nível terciário pertence à operação coordenada da MG e da rede onde a microrrede está conectada. Cada nível de controle é discutido em detalhes tendo em vista a literatura técnica relevante existente. O fato de o autor mostrar uma visão geral do desenvolvimento das MGs, ele conclui que essa integração de fontes de energia em microrredes tem uma grande importância para a utilização de MGs, contudo existem desafios quanto ao sistema de controle dos sistemas de armazenamento de energia

e também outros obstáculos como, por exemplo, baixa relação (X/R) de redes de baixa tensão, incerteza de geração de saída e condições desequilibradas do sistema.

O artigo de Atia e Yamada (2016) apresenta um novo modelo que se baseia em uma programação linear mista para a otimização de um sistema de energia renovável híbrido com um sistema de armazenamento de energia em baterias em microrredes residenciais. O modelo leva em consideração o comportamento estocástico intrínseco da energia renovável e a incerteza que envolve a previsão da carga elétrica, e assim, modelos estocásticos apropriados são considerados. Este artigo também aborda uma discussão sobre o efeito da flexibilidade de carga no dimensionamento de componentes e outros aspectos do sistema sob diferentes cenários de operação e incertezas, considerado uma MG residencial em Okinawa no Japão, com uma demanda média diária de 4000kWh. A partir do método apresentado pelos autores, pode-se dimensionar um sistema hibrido de energia renovável de uma MG com uma flexibilidade de demanda, e através da discussão sobre o efeito da flexibilidade de carga, conseguiu-se estimar um potencial favorável economicamente de aplicações em vários cenários. Concluiu-se que o dimensionamento dos componentes foi afetado pela flexibilidade de demanda e pelas condições de operação das MGs e, quanto aos benefícios encontrados, os autores incentivam o uso das tecnologias de microrrede/smart grid especialmente quando há limitações ao uso do BESS. Deve-se levar em consideração que o foco do trabalho foi limitado à veículos elétricos como unidades consumidoras.

O artigo publicado por Radatz *et al.* (2016) examina os níveis de penetração de geração distribuída em um alimentador de distribuição. O alimentador analisado durante o estudo é real e possui uma turbina eólica acoplada ao mesmo, contudo houve a inserção, junto ao alimentador original, de um sistema fotovoltaico e de um novo sistema eólico. Os autores utilizaram, durante a execução do trabalho, o software OpenDSS para modelar os sistemas fotovoltaico e eólico que foram conectados ao alimentador original. O trabalho foi desenvolvido com o intuito de verificar o comportamento da tensão, em relação a diferentes níveis de penetração de GD na rede, no alimentador remodelado e com o foco em realizar essa análise sob a ótica de métodos de simulação distintos no OpenDSS, observando as possíveis alterações no resultado final decorrentes dos métodos utilizados. Foram

levadas em consideração, durante as simulações no OpenDSS, as características intermitentes típicas da geração distribuída (proveniente, nesse caso, do sol e do vento) como é o caso de dias ensolarados ou nublados e dias com ventos fracos ou fortes. As simulações com o OpenDSS compreenderam os métodos de simulação instantâneo (snapshot) e diário (daily), e observou-se que, apesar de possuir uma maior quantidade de parâmetros necessários para realizar a simulação e com isso tornando-a mais complexa, o método de simulação diário oferece resultados mais plausíveis.

O trabalho de Nie *et al.* (2012) afirma que a rede de distribuição será impactada pela grande inclusão de geração distribuída em redes de baixa e média tensão. O artigo foi desenvolvido com o intuito de analisar o impacto da GD na reconfiguração da rede em operação normal ou em uma situação pós falta, além de considerar diferentes níveis de carga. A modelagem do problema foi feita por meio do software OpenDSS e utilizou-se como base para o estudo do caso proposto pelo trabalho o modelo IEEE 33 barras. As simulações executadas através da ferramenta computacional OpenDSS permitem observar, de acordo com o trabalho, que a grande concentração de GD na rede de distribuição, em momentos onde a mesma está operando normalmente, resulta na redução das perdas, manutenção dos níveis de tensão dentro dos limites aceitáveis, além de uma otimização do funcionamento da rede. Contudo, quando o cenário da rede de distribuição é de pós falta, verificou-se que a alta integração de GD na rede de distribuição faz com que se eleve a capacidade, modificando a estrutura da rede, de atender os consumidores afetados por determinada falha na rede. Concluiu-se, de acordo com as análises das simulações efetuadas pelo OpenDSS, que a integração de GD na rede de distribuição é essencial para garantir o abastecimento de energia elétrica tanto em momentos onde a operação da rede ocorre normalmente como em situações de falhas na rede.

As tecnologias relacionadas a sistemas de armazenamento de energia através de baterias (BESS) estão em amplo desenvolvimento e, consequentemente, abre-se a possibilidade de, cada vez mais, utilizá-las de maneira distribuída. Nesse contexto, o trabalho de Samper *et al*. (2017) analisa os benefícios fornecidos pela integração do BESS em redes inteligentes, considerando a elevada penetração de recursos energéticos distribuídos e renováveis, essencialmente a energia solar

fotovoltaica. Os autores direcionaram o foco do estudo para a modelagem e simulações da alocação e dimensionamento ótimo do BESS, além da utilização da ferramenta OpenDSS para realizar a modelagem e simulações da rede de distribuição. As simulações ocorreram em uma rede de distribuição localizada na Província de San Juan, na Argentina, para que houvesse a possibilidade de avaliação econômica dos custos necessários para a integração do BESS na rede, além de avaliar os benefícios desse sistema de armazenamento. Após a análise das simulações realizadas pelo OpenDSS, verificou-se que a fundamental contribuição do BESS é a flexibilidade que o sistema de armazenamento concede aos planos de ampliação dos sistemas de distribuição, proporcionando um grande alivio para a rede de distribuição em momentos que a demanda por energia está elevada. Os autores ainda ressaltam a importância do *software* OpenDSS para o desenvolvimento do trabalho, visto que é uma ferramenta flexível e que se adapta a diversos planejamentos recentes em smart grids, levando em consideração a alta penetração de recursos energéticos renováveis na rede de distribuição.

O artigo publicado por Kremers *et al.* (2013) refere-se a um algoritmo projetado pelos autores a fim de tentar resolver desafios de modelagem e simulações da geração distribuída em MGs, utilizando um método que eles julgam ser mais flexível conseguindo lidar com as mudanças que as fontes de energia da geração distribuída possuem. Esse método foi realizado com base em algumas ferramentas computacionais como as caixas de ferramentas baseadas no Matlab/Simulink, por exemplo, MATPOWER ou PSAT, além disso, o método foi valido com dados do Matlab PSAT Toolbox. Neste trabalho, primeiramente, foi desenvolvido uma MG que representa a camada física de um sistema onde foram realizadas simulações com elementos que integram a MG como, por exemplo, geração fotovoltaica, gerador diesel e baterias. O fato de esses elementos terem comportamentos diferentes, a modelagem deles foi baseada em agentes, para poderem ser programados com comportamentos diferentes. Para simplificação, os autores escolheram um sistema pequeno com o objetivo de demonstrar a viabilidade e a conveniência dos métodos baseados em agentes. Foram realizadas simulações considerando uma microrrede de 6 barras, incluindo um gerador diesel, banco de baterias, um painel fotovoltaico, um gerador eólico e cargas. Os resultados obtidos

serviram para mostrar um ponto de vista diferente usando um método baseado em agentes.

O trabalho de Hossain *et al.* (2018) trata-se de uma estrutura de despacho ótimo de energia em baterias integradas a uma microrrede residencial, sendo capaz de ser operada ilhada ou conectada à rede de distribuição. A representação da MG tem-se como um painel fotovoltaico, cargas controláveis e baterias. Em cima desta MG foi proposta uma estrutura de gerenciamento da mesma. Essa estrutura integra algoritmos de despacho para a operação em modo ilhado, para poder projetar a bateria de acordo com a máxima flexibilidade do usuário final, e de modo conectado, maximizando a estabilidade da rede e minimizando a brusca troca de energia da rede de distribuição para a MG. Os autores acreditam que a vantagem presente nessa arquitetura seja a oportunidade concedida ao usuário final de operar a microrrede de uma maneira otimizada economicamente e garantindo confiabilidade. A fim de demonstrar a aplicação da arquitetura, foram realizadas simulações no software MATPOWER, essas simulações foram realizadas utilizando os testes de caso do IEEE, o caso de 33 barras, que foi adaptado, e também o caso de 123 barras incluindo MGs de usuário final conectadas, trifásicas e monofásicas. Os resultados do teste evidenciam que a arquitetura proposta melhora a confiabilidade e a flexibilidade do usuário final, mantendo o custo total ao mínimo.

3.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Os trabalhos apresentados neste capítulo, através da revisão da literatura, servem como orientação para a sequência deste trabalho. Foi constatada a modernidade do tema abordado e que se trata de uma tecnologia em amplo desenvolvimento. As opções, referentes aos artigos encontrados, se mostraram em maior quantidade quando o termo buscado mencionava a integração de fontes renováveis de energia ou baterias a uma rede inteligente, abordando, geralmente, aspectos de controle e modelagem de uma microrrede com seus respectivos elementos.

Os métodos de modelagem presentes nos artigos buscados apresentam a utilização de algumas ferramentas computacionais que viabilizam as simulações e,

posteriormente, as análises do comportamento da MG em particularidades como o caso da intermitência característica de recursos energéticos renováveis. Observou-se, dentre os *softwares* propostos, a maior utilização do OpenDSS, visto que a ferramenta é flexível e consegue abranger um número maior de topologias de redes de distribuição, realizar a modelagem de fontes renováveis e baterias considerando as suas características, além de possuir uma quantidade interessante de métodos de simulação. O *software* MATPOWER, por outro lado, possui várias limitações quanto à modelagem e simulação de situações mais complexas, e consequentemente sendo utilizado mais raramente, resultando em uma quantidade menor de artigos encontrados que fazem menção à ferramenta.

4 MATERIAL E MÉTODOS

Neste capítulo são apresentados os matérias utilizados durante a execução do presente trabalho e os métodos aplicados para a realização do mesmo.

4.1 MATERIAIS

As ferramentas computacionais utilizadas durante a execução do trabalho foram o OpenDSS e o MATPOWER. Os respectivos *softwares* foram adotados pela capacidade de modelagem e simulação de sistemas de distribuição. O OpenDSS é um programa *open-source* desenvolvido pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI). O MATPOWER também se trata de um programa *open-source,* mas diferente do OpenDSS, o MATPOWER foi desenvolvido na *Cornell University*, e ao longo dos anos, o *software* foi aperfeiçoado por vários pesquisadores.

4.1.1 OPENDSS

A estrutura do software *Open Distribution System Simulator*, ou OpenDSS, foi desenvolvido através do ambiente Delphi e possui as linguagens C e C++ como responsáveis pela escrita das funções referentes a cálculos e soluções. A ferramenta computacional OpenDSS é utilizada para o desenvolvimento de

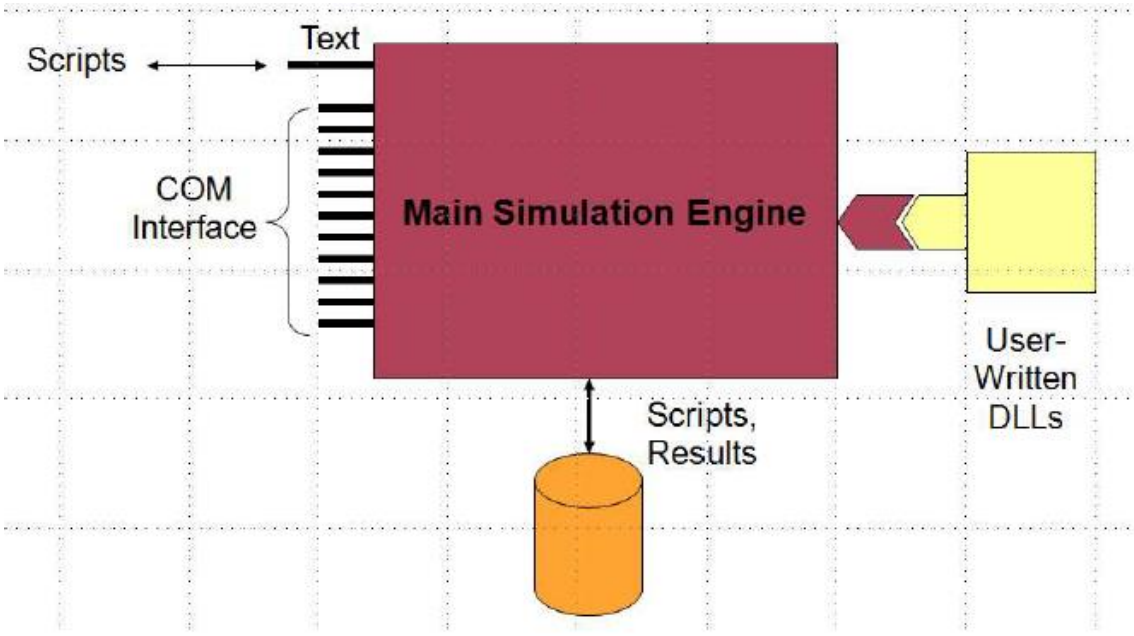
simulações computacionais relacionadas a sistemas de distribuição de energia elétrica (SEXAUER, 2016). Existem duas possibilidades para execução do *software*:

- Programa executável autônomo;
- Servidor *Component Object Model* (COM).

O programa executável autônomo oferece ao usuário uma interface de texto que possibilita o detalhamento de circuitos elétricos, através da introdução de *scripts* que se referem ao circuito desejado, e posteriormente a visualização da solução com seus respectivos resultados.

A segunda possibilidade de execução do OpenDSS corresponde a um servidor COM (*Component Object Model*) que é implementado através de uma *Dynamic-link Library* (DLL) e, com a interface COM, a ferramenta computacional pode ser controlada por diversos programas diferentes, como é o caso do *MATrix LABoratory* (MATLAB), Python e *Visual Basic for Applications* (VBA) (SEXAUER, 2016). A FIGURA 18 evidencia a forma estrutural do OpenDSS.

FIGURA 18 - ESTRUTURA DO OPENDSS



FONTE: DUGAN; MONTENEGRO; BALLANTI (2018).

A FIGURA 18 aponta as possíveis saídas do *software* OpenDSS. As saídas são *Scripts, Results* ou através da interface COM. Os resultados gerados pelas simulações são fornecidos em um arquivo de texto e existe a possibilidade de exportar os resultados em um formato *Comma Separated Value* (CSV) que permite

alterações e ajustes nos dados por meio de ferramentas computacionais como o MATLAB e o Microsoft Excel.

O *software* possui aptidão para analisar situações onde a geração distribuída (GD) está inclusa, uma vez que vários dos recursos do OpenDSS foram criados com esse propósito. Além disso, o programa possui a capacidade de analisar, através de simulações, as características existentes em redes elétricas inteligentes (*Smart Grids*) e prever necessidades dessa tecnologia no futuro (SEXAUER, 2016). De acordo com Dugan, Montenegro e Ballanti (2018) a área de atuação da ferramenta computacional compreende ainda simulações de geradores fotovoltaicos e eólicos, estudos de distorções harmônicas e inter-harmônicas, soluções fasoriais, resolução de redes radiais e malhadas e fornece análises de eficiência energética.

Dugan, Montenegro e Ballanti (2018) mostram alguns cenários onde o programa OpenDSS foi utilizado:

- Análise de interconexão de Geração Distribuída;
- Simulação de Sistemas Fotovoltaicos;
- Simulação de Sistemas Eólicos;
- Simulação de Sistemas de Proteção;
- Modelos com Armazenamento de Energia, entre outros.

O mesmo proporciona vários modos de soluções (DUGAN; MONTENEGRO; BALLANTI, 2018), tais como:

- Fluxo de potência Instantâneo (SnapShot Power Flow);
- Fluxo de potência diário (Daily Power Flow);
- Fluxo de potência anual (Yearly Power Flow);
- Análise harmônica (Harmonics);
- Análise dinâmica (Dynamics);
- Estudos de curto circuitos.

A utilização em larga escala da ferramenta computacional se deve a grande variedade de cenários em que o programa pode operar, juntamente com os modos de soluções que estão embutidos no *software* e alia-se a isso o fato de que o OpenDSS possui código aberto, ou seja, pode ser adaptado de acordo com a necessidade do usuário.

Tendo em vista todas essas características, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por meio da Norma Técnica N° 0057, elegeu o OpenDSS como sendo o *software* ideal para realizar todo o procedimento de cálculo de perdas na distribuição de energia referentes as diversas distribuidoras de energia elétrica (ANEEL, 2014). A presença do OpenDSS dentro das concessionárias de distribuição de energia elétrica tornou-se fundamental no Brasil, já que ele é determinante no sistema de Revisão Tarifária Periódica (RTP) e proporciona até uma vantagem na renovação da concessão das distribuidoras de energia, visto que não há atribuição de custos extras à ANEEL tampouco a empresa em questão (ANEEL, 2014).

4.1.2 MATPOWER

O MATPOWER é uma ferramenta de código aberto (*open-source*) do MATLAB que trabalha com arquivos de extensão *M-files* (.m). Trata-se de uma ferramenta que opera através de simulações e, possui um manuseio acessível em razão de utilizar a estrutura de código do MATLAB que é baseada na linguagem de programação C. O emprego dessa linguagem simplifica o entendimento do código e auxilia em casos onde se verifica a necessidade de alteração do mesmo. As simplicidades encontradas no MATPOWER despertam o interesse de grande quantidade de pesquisadores, professores e alunos ao redor do mundo.

O MATPOWER foi desenvolvido por Ray D. Zimmerman, Carlos E. Murillo-Sánchez e Deqiang Gan na *Cornell University* sob a direção de Robert J. Thomas. Essa necessidade inicial de um código baseado em MATLAB para fluxo de potência e fluxo de potência ótimo surgiu dos requisitos computacionais do projeto PowerWeb. No começo o PowerWeb, que posteriormente se tornaria o MATPOWER, era uma plataforma de simulação utilizada para testar mercados de eletricidade. Essa plataforma exigia um *software* de compensação de mercados inteligentes de leilões, essa ferramenta computacional de compensação empregava um fluxo de potência otimizado para realizar cálculos de alocações e preços.

Visto pelos desenvolvedores um grande potencial de utilidade para outros pesquisadores, o MATPOWER foi lançado em 1997 pela internet como um pacote de simulação de sistema de energia de código aberto distribuído sob a GNU GPL (ZIMMERMAN; MURILLO-SÁNCHEZ; THOMAS, 2011). Com o passar dos anos, outros pesquisadores aproveitaram o caráter *open-source* do programa e

contribuíram para a expansão da ferramenta computacional e, sob a direção de Ray Zimmerman, ainda continuam colaborando com o *software* (ZIMMERMAN; MURILLO-SÁNCHEZ, 2016).

Iniciando com a versão 6, o MATPOWER inclui uma estrutura para resolver problemas generalizados, problemas de programação de energia elétrica em estado estacionário. Esta estrutura é conhecida como *MATPOWER Optimal Scheduling Tool* (MOST). Zimmerman e Murillo-Sánchez (2016) enfatizam que a estrutura MOST pode ser acionada para solucionar uma grande gama de assuntos, o sistema pode ser solicitado para resolver problemas mais acessíveis como uma questão de despacho econômico determinístico, ou problemas profundos e de difícil compreensão como um assunto de fluxo de energia ótimo estocástico.

A ferramenta computacional é utilizada para resolver problemas que dizem respeito a simulações e otimização de sistemas de potência em estado estacionário. Assuntos como:

- Fluxo de potência (PF) em CA;
- Fluxo de potência (PF) em CC;
- Fluxo de potência continuado (CPF);
- Fluxo de potência otimizado (OPF).

O fluxo de potência otimizado (OPF) dispõe de uma arquitetura projetada para ser extensível e que inclui variáveis determinadas pelo usuário, variáveis de custos e restrições lineares. O *software* MATPOWER disponibiliza ferramentas, baseadas em leilões e co-otimização de reservas e energia, capazes de simular o OPF (ZIMMERMAN; MURILLO-SÁNCHEZ; THOMAS, 2011).

Apesar de o MATPOWER ser utilizado apenas como uma ferramenta para o usuário executar simulações instantâneas através de um arquivo de entrada, o *software* pode ser visto como uma biblioteca de funções disponíveis para serem utilizadas em códigos desenvolvidos para uma pesquisa específica. Em um nível básico, as funções do MATPOWER são elementares e de simples manuseio, podendo ser usadas para formar matrizes Y_{barra} e matrizes B de uma rede, calculando fatores de distribuição de transferência de energia e de falta de energia na linha de distribuição (PTDFs e LODFs) e computando com eficiência as primeiras e segundas derivadas das equações de fluxo de potência (ZIMMERMAN; MURILLO-SÁNCHEZ; THOMAS, 2011).

O MATPOWER ainda inclui um conjunto de testes automatizados que garantem a qualidade do código. O sistema de testes pode ser útil para criar ensaios automatizados para os programas do MATLAB. Várias ferramentas computacionais baseadas no MATLAB para simulação de sistemas de potência foram criadas por outros pesquisadores e desenvolvedores, contudo o MATPOWER apresenta algumas características fundamentais responsáveis por fazerem com que esse *software* se diferencie de outros, tais como:

- Um dos primeiros *softwares* disponibilizados gratuitamente como uma ferramenta *open-source*;
- Estrutura extensível da formulação do OPF;
- Utilização acessível como caixa de ferramentas de funções disponíveis para serem incorporadas em programas próprios;
- Compatibilidade com o Octave.

O MATPOWER emprega todos os modelos de estado estacionário padrão que, normalmente, são usados para a análise de fluxo de potência. Os modelos em corrente alternada (CA) são descritos primeiro, depois os modelos de corrente contínua (CC) simplificados. Dentro da ferramenta, as magnitudes dos valores são dadas em unidades (p.u.) e os ângulos de natureza complexa são expressos em radianos. Ainda dentro do programa, todos os geradores e ramos que estão desligados são removidos antes de formar os modelos utilizados para resolver o problema do fluxo de potência ou do fluxo de potência ótimo. Todas os barramentos são numerados consecutivamente começando em 1, e os geradores são organizados pelo número dos barramentos (ZIMMERMAN; MURILLO-SÁNCHEZ, 2016).

4.1.3 SISTEMA TESTE DO IEEE DE 13 BARRAS

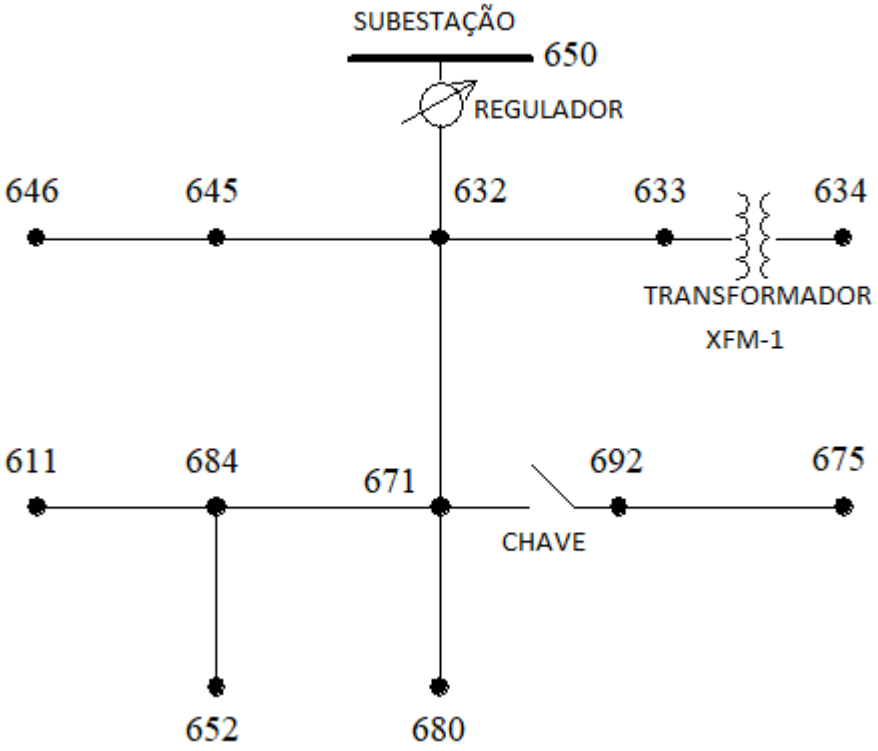
O sistema teste de 13 barras do IEEE é usado para testar recursos comuns de *softwares* de análise de distribuição, operando a 4,16 kV. É um sistema que, apesar de possuir um número reduzido de barras, apresenta uma configuração e características que proporcionam uma validação de resultados para análises que são realizadas em sistemas de distribuição.

As características que o sistema possui e que o torna interessante para a realização das simulações são:

- Sistema de distribuição trifásico;
- Linhas aéreas e subterrâneas desbalanceadas;
- Ramais monofásicos, bifásicos e trifásicos;
- Transformadores trifásicos de distribuição;
- Cargas localizadas e uma distribuída;
- Bancos de capacitores *shunt*;
- Regulador de tensão ligado em estrela.

A estrutura do diagrama unifilar desse sistema é observado na FIGURA 19.

FIGURA 19 - DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA DE TESTE DE 13 BARRAS DO IEEE



FONTE: ADAPTADO DE RESOURCES | PES TEST FEEDER [s.d.].

4.1.3.1 DADOS E CARACTERÍSTICAS

Os dados e características do sistema teste que o documento do IEEE fornece encontra-se no ANEXO C do presente trabalho.

4.1.4 CURVAS DE CARGA

Para realizar uma análise das cargas presentes no sistema do IEEE 13 barras, foram utilizadas nas simulações, curvas de carga retiradas de monitorações realizadas em circuitos de distribuição típicos.

Os dados dessas curvas e também as curvas de carga propriamente ditas, são encontradas no trabalho de Yamakawa (2007).

4.1.5 CURVA DE TEMPERATURA

Utilizaram-se dados reais para a confecção da curva de temperatura, parâmetro necessário para a modelagem do SFV (detalhes da modelagem do SFV no capítulo 5.2.1.1.10) e, os valores encontrados foram retirados da cidade de Spokane, estado de Washington nos Estados Unidos. O dia em questão foi 30/07/2011 e, convém ressaltar que foram obtidos 24 valores de temperatura, ou seja, um valor de temperatura para cada hora do dia.

4.1.6 COMPARAÇÃO DOS *SOFTWARES*

Após pesquisar sobre as ferramentas computacionais e também aprender a utilizá-las, foi realizada uma comparação de funcionalidades que foram identificadas entre os *softwares* no que diz respeito à aplicação dos mesmos no contexto do trabalho, nesse caso, simulações e modelagens de sistemas de distribuição e de microrredes.

A TABELA 6 a seguir revela e confronta os métodos existentes nas duas ferramentas observadas no presente projeto.

TABELA 6 - COMPARAÇÃO DOS *SOFTWARES*

MÉTODO	OPENDSS	MATPOWER
FLUXO DE POTÊNCIA CA	X	X
FLUXO DE POTÊNCIA CC	X	X
FLUXO DE POTÊNCIA MONOFÁSICO	X	X
FLUXO DE POTÊNCIA TRIFÁSICO	X	
FLUXO DE POTÊNCIA HARMÔNICO	X	
FLUXO DE POTÊNCIA INSTANTÂNEO	X	
FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO		X
ANÁLISE HARMÔNICA	X	
ANÁLISE DINÂMICA	X	
COMPATIBILIDADE COM O MATLAB	X	X
SIMULAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	X	
MODELOS COM ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	X	
ANÁLISE DE INTERCONEXÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	X	

FONTE: OS AUTORES (2018).

Após a comparação das ferramentas, nota-se que o OpenDSS possui uma quantidade de métodos de simulações e modelagens superior que o MATPOWER. Dentre os métodos apresentados na TABELA 6, destaca-se uma importância maior para os seguintes métodos:

- Fluxo de Potência Trifásico;
- Fluxo de Potência Instantâneo;
- Simulação de sistemas fotovoltaicos;
- Modelos com armazenamento de energia.

Esses métodos tem uma maior importância, são os principais métodos que permite a realização da modelagem e da simulação da MG junto com o sistema de distribuição.

4.2 MÉTODOS

Para o desenvolvimento deste trabalho, a metodologia empregada foi de, primeiramente, dividir os métodos em 5 fases, e cada fase avançada, irá

complementar a fase anterior. A seguir serão descritas as fases (etapas) do trabalho.

4.2.1 ANÁLISE E SIMULAÇÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUÍÇÃO

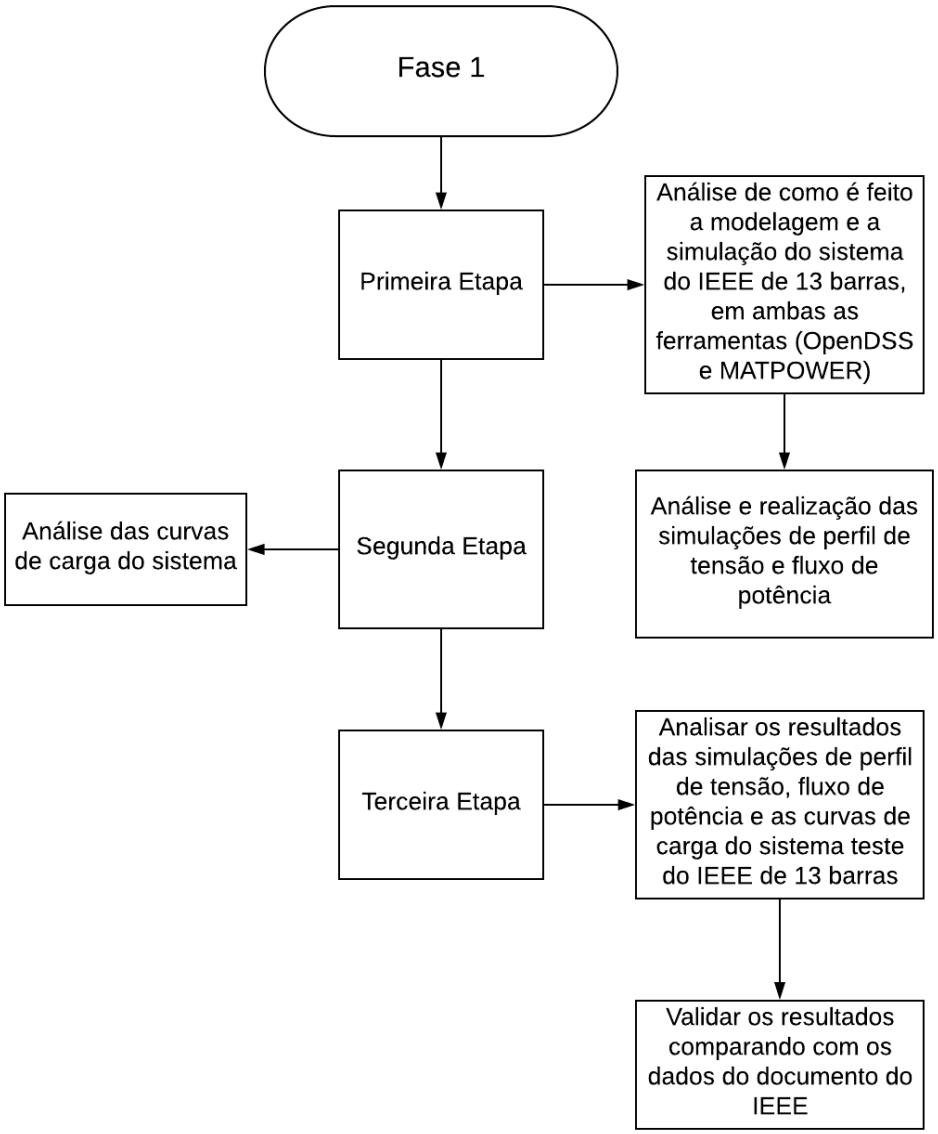
A primeira fase é focada na análise e simulação do sistema de distribuição, e subdividiu-se em 3 etapas. A primeira etapa desta fase consiste em analisar como é feita a modelagem e simulação do sistema de distribuição escolhido, que nesse caso é o sistema teste do IEEE de 13 barras, em ambas as ferramentas. Após analisar como é realizada a modelagem do sistema e as simulações do mesmo nos dois *softwares*, por fim serão realizadas simulações de perfil de tensão e do fluxo de potência do sistema através da realização de scripts dentro de cada *software*.

A segunda etapa desta fase é realizar a análise das curvas de carga do sistema, através das curvas de carga retiradas de monitorações realizadas em circuitos de distribuição típicos, que se encontram em anexo. Essa análise é efetuada da seguinte maneira, define-se qual o tipo de curva será utilizada, por exemplo, residencial de baixa renda ou residencial de média renda, em cada carga do sistema. Após definida qual a curva utilizada, utiliza-se os dados das tabelas presentes na curva de carga e multiplica o valor das potências em p.u. da curva pelo valor em kW das potências do sistema. Lembrando que esse tipo de análise só é realizado nas cargas do tipo PQ do sistema.

A terceira etapa consiste em analisar os resultados das simulações de perfil de tensão, fluxo de potência, perdas e as curvas de carga do sistema teste do IEEE de 13 barras. E com isso validar os resultados obtidos nas simulações, comparando os dados encontrados com os dados do sistema que são fornecidos no documento do sistema fornecido pelo IEEE.

A FIGURA 20 mostra a primeira fase do trabalho.

FIGURA 20 - DIAGRAMA DA FASE 1



FONTE: OS AUTORES (2018).

4.2.2 MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE UMA BARRA DE BAIXA TENSÃO

A segunda fase do trabalho é focada em modelar e simular uma barra de baixa tensão (BT) e conecta-la no sistema de distribuição e possui somente uma etapa. Esta barra de baixa tensão servirá de base para a modelagem da microrrede que será conectada no sistema de distribuição, ou seja, esta barra futuramente será a MG que será implementada no sistema. Também nesta barra serão instalados os elementos que compõem a microrrede, como painéis fotovoltaicos e baterias.

Antes de iniciar as simulações computacionais analisou-se o sistema disponibilizado pelo IEEE com o intuito de encontrar um local onde a rede de distribuição de BT seria acoplada no sistema e constatou-se que o sistema teste original já possuía um transformador (XFM-1) localizado entre as barras 633 e 634, fazendo com que a barra 634 estivesse em BT, então essa barra será utilizada para a modelagem da MG, não precisando modelar uma nova barra no sistema.

4.2.3 MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE UM PAINEL FOTOVOLTAICO

A terceira fase consiste na modelagem e simulação de um painel fotovoltaico, também através de *scripts* e modelos presentes nos *softwares*, que será implementado na microrrede e esta fase é dividida em 2 fases. Este será o primeiro elemento a ser conectado na MG, com exceção das cargas que já estão presentes no sistema de distribuição.

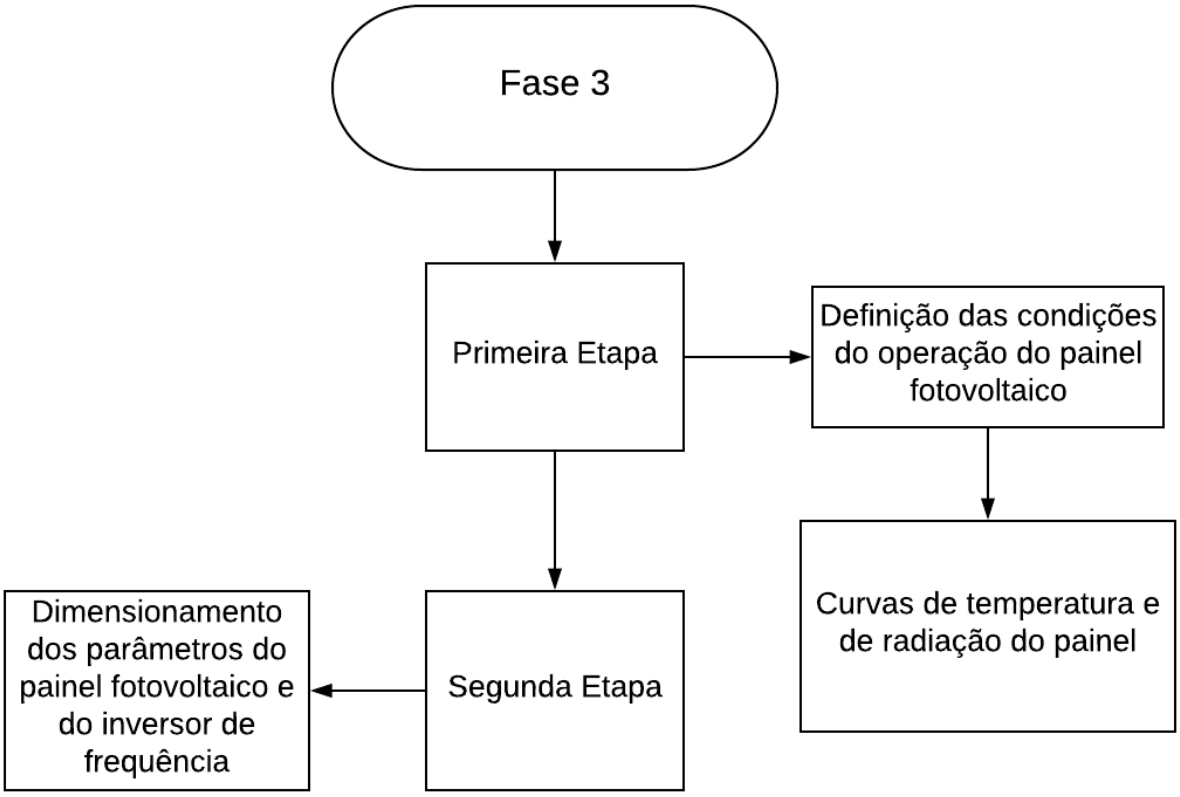
Primeiramente é preciso definir as condições de operação do painel fotovoltaico, essas condições são as curvas de temperatura e de radiação do painel. Na segunda etapa é feito o dimensionamento do painel fotovoltaico junto com o seu inversor de frequência. Alguns dos parâmetros a serem dimensionados do painel fotovoltaico são:

- Quantidade de fases, nesse caso se trata de um sistema trifásico;
- Tensão nominal do inversor;
- Potência nominal do painel;
- Potência nominal do inversor;
- Tipo de conexão;
- Radiação base do painel;
- Limite de geração de potência ativa e reativa do painel;
- Energia gerada do painel.

Lembrando que todo o dimensionamento dos parâmetros do inversor e do painel fotovoltaico é realizado através de *scripts* diretamente nos *softwares*.

A FIGURA 21 exemplifica as etapas da terceira fase.

FIGURA 21 - DIAGRAMA DA FASE 3



FONTE: OS AUTORES (2018).

4.2.4 MODELAGEM E SIMULAÇÃO DE BATERIAS

Na quarta fase, é realizada a modelagem e simulação do banco de baterias que fará parte da microrrede, que será também através de *scripts* e modelos presentes nos *softwares*.

Para efetuar a modelagem e a simulação das baterias, é preciso definir o seu modo de operação e fazer o dimensionamento da mesma. Alguns desses parâmetros a serem dimensionados são:

- Quantidade de fases, nesse caso se trata de um sistema trifásico;
- Fator de Potência;
- Tensão nominal da bateria;
- Potência máxima de armazenamento;
- Consumo de energia da bateria;
- Tempo de carregamento e descarregamento.

4.2.5 MODELAGEM DA CHAVE DE CONEXÃO

A última fase do trabalho consiste na modelagem de uma chave seccionadora para executar a conexão e desconexão da microrrede do sistema de distribuição.

4.2.6 CENÁRIOS ANALISADOS

Para a realização das simulações com sistemas fotovoltaicos conectados à microrrede, foram considerados 3 diferentes cenários de simulações.

O primeiro cenário a ser avaliado, é um cenário de baixa penetração, consiste em uma penetração de 10% de sistemas fotovoltaicos na MG. O segundo cenário avaliado, chamado de cenário de média penetração, contém uma penetração de 35% de sistemas fotovoltaicos conectados à MG. E o terceiro cenário, é um cenário de alta penetração de sistemas fotovoltaicos, a porcentagem de penetração desse cenário é de 70%. O termo penetração, no decorrer do trabalho, significa o quanto o sistema fotovoltaico gera quando está dimensionado para atender 10%, 35% e 70% da carga, ou seja, o quanto o SFV estará suprindo da demanda da carga.

O objetivo da análise destes cenários é de observar os impactos gerados no sistema de distribuição para diferentes penetrações de SFVs quando a microrrede está operando em modo conectado e, além disso observar qual o impacto dos diferentes níveis de penetrações de SFVs na MG se tratando do período de funcionamento quando a mesma se encontra em modo desconectado da rede de distribuição.

5 ANÁLISE DOS RESULTADOS E DISCUSSÃO

Para a análise de resultados, primeiramente, será descrito os métodos para a execução das modelagens e simulações de cada ferramenta, depois analisaremos os resultados das simulações de cada ferramenta computacional separadamente. Após essa verificação, será apresentada uma comparação de modelagem e simulações entre as duas ferramentas para que possamos concluir qual dos *softwares* é mais interessante para esse tipo de aplicação.

5.1 ANÁLISE DE RESULTADOS NO MATPOWER

Antes de realizar a simulação do sistema 13 barras do IEEE, foi observado algumas limitações do *software* MATPOWER, e essas limitações implicaram em algumas considerações a serem feitas para que a simulação fosse realizada. Dentre as limitações observadas estão, realizar somente fluxo de potência monofásico, utilizar somente barras do tipo potência constante (PQ) e tensão constante (PV), não modelar transformadores trifásicos, não modelar chaves seccionadoras, todas as barras devem estar no mesmo nível de tensão.

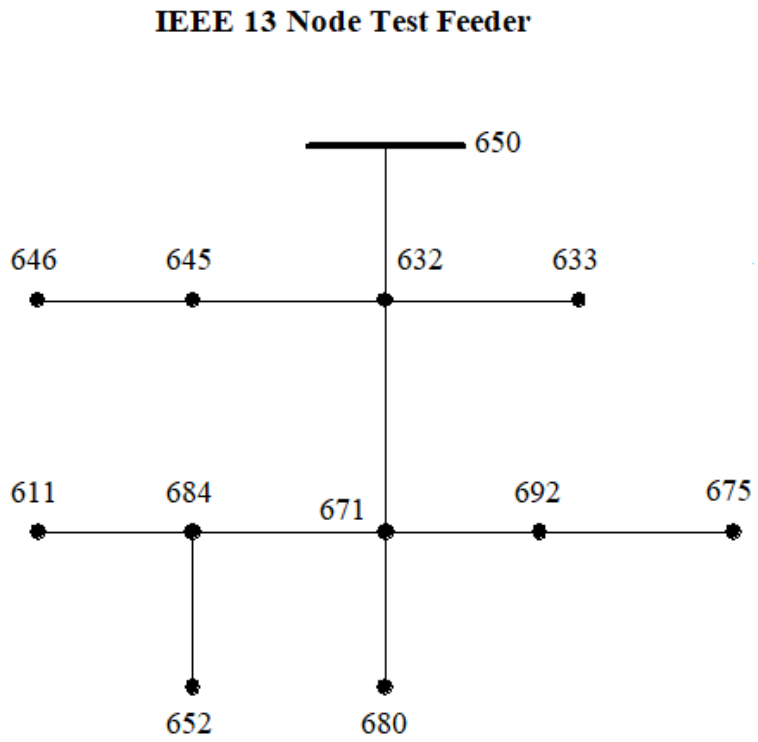
Para realizar a simulação do fluxo de potência na ferramenta computacional MATPOWER do sistema 13 barras do IEEE, teve-se que fazer algumas alterações no sistema original e também fazer algumas considerações no sistema original. Os próximos parágrafos descrevem o método para realização da simulação e também descrevendo as alterações e considerações.

Primeiramente para poder realizar as simulações no MATPOWER, foi necessária alterar a estrutura do sistema. O sistema 13 barras do IEEE originalmente contém as seguintes características descritas no capítulo 4.1.3. A FIGURA 19, mostra como é a estrutura original do sistema. As alterações na estrutura do sistema necessárias para que a simulação pudesse ser realizada bem como suas justificativas, são descritas a seguir.

Considerou-se, primeiramente, somente ramais monofásicos no sistema, uma vez que o MATPOWER só realiza simulações em sistemas monofásicos. Retirou-se o transformador trifásico e, como uma consequência dessa retirada porque o MATPOWER não faz a modelagem desse transformador, a barra 634 foi desconsiderada, e as cargas presentes na barra 634 foram transferidas para a barra 633, desconsiderou-se também a chave seccionadora entre as barras 671 e 692 porque o MATPOWER não faz a sua modelagem, desprezou-se também o regulador de tensão entre as barras 650 e 632 visto que o MATPOWER não faz a sua modelagem.

A estrutura que foi considerada para realizar as simulações é mostrada na FIGURA 22.

FIGURA 22 - NOVO SISTEMA TESTE PARA SIMULAÇÕES NO MATPOWER



FONTE: ADAPTADO DE RESOURCES | PES TEST FEEDER [s.d.].

Nota-se que após essa primeira fase, o sistema que era de 13 barras passa a ser um sistema de 12 barras.

Após alterar a estrutura do sistema, as alterações se voltam agora para a conversão de um sistema trifásico em monofásico. Como se trata de um sistema de distribuição trifásico, o primeiro passo era conseguir transformar um sistema trifásico em monofásico. Para que pudesse ser feito isso, foi preciso alterar os dados de impedância de linha e dados das cargas.

Cada linha tem sua respectiva configuração e comprimento, como mostra a TABELA 42 que se encontra no ANEXO C. E cada configuração de linha tem sua matriz de impedância, como mostra a EQUAÇÃO 1 à EQUAÇÃO 14 encontrados no ANEXO C.

Como foi observado, o MATPOWER não aceita valores de impedância e susceptância em forma de matriz, o *software* só aceita um valor somente para impedância e um para susceptância pelo fato de não conseguir realizar simulações de sistemas trifásicos. Então o que foi levado em consideração é que cada linha da matriz seria considerado como uma fase do sistema e também desprezamos os

valores das impedâncias mútuas e consideramos somente os valores da diagonal principal, como mostra a TABELA 7 e TABELA 8.

TABELA 7 - VALORES DE IMPEDÂNCIAS UTILIZADAS NO MATPOWER

CONFIGURAÇÃO	**Z ($\frac{\Omega}{mi}$)**		
	FASE A	**FASE B**	**FASE C**
601	$0,3465 + j1,0179$	$0,3375 + j1,0478$	$0,3414 + j1,0348$
602	$0,7526 + j1,1814$	$0,7475 + j1,1983$	$0,7436 + j1,2112$
603	-	$1,3294 + j1,3471$	$1,3238 + j1,3569$
604	$1,3238 + j1,3569$	-	$1,3294 + j1,3471$
605	-	-	$1,3292 + j1,3475$
606	$0,7982 + j0,446$	$0,7891 + j0,4041$	$0,7982 + j0,4463$
607	$1,3425 + j0,5124$	-	-

FONTE: OS AUTORES (2018).

TABELA 8 - VALORES DE SUSCEPTÂNCIAS UTILIZADAS NO MATPOWER

CONFIGURAÇÃO	**B ($\frac{nS}{mi}$)**		
	FASE A	**FASE B**	**FASE C**
601	6,2998	5,9597	5,6386
602	5,6990	5,1795	5,4246
603	-	4,7097	4,6658
604	4,6658	-	4,7097
605	-	-	4,5193
606	96,8897	96,8897	96,8897
607	88,9912	-	-

FONTE: OS AUTORES (2018).

A segunda consideração a ser feita, é em relação às cargas presentes no sistema. Como se trata de um sistema trifásico desbalanceado, existem cargas trifásicas dos vários tipos, desde o tipo de ligação (delta ou estrela), como o modelo da carga, podendo ser observado na TABELA 45 encontrada no ANEXO C.

Primeiramente para transformar essas cargas trifásicas para monofásicas, teve-se que considerar que todas as cargas estavam ligadas em estrela, porque a carga a ligação delta ocupa duas linhas por fase enquanto que em estrela a carga ocupa uma linha por fase e a conversão para carga monofásica seria mais fácil de realizar.

A realização dessa conversão de delta para estrela foi feita dividindo o valor das potências das cargas em delta por $\sqrt{3}$. Logo após essa divisão das cargas em delta, somou-se o valor das potências de cada fase de todas as cargas existentes no sistema, e foi utilizado o resultado das somas para a potência das cargas monofásicas equivalentes. A TABELA 9 abaixo exemplifica como ficou a configuração das cargas.

TABELA 9 - NOVOS DADOS DE CARGA UTILIZADOS

Nó	**Carga**	**Fase Única**	
	Modelo	**kW**	**kVAr**
634	PQ	300	290
645	PQ	170	125
646	PQ	132,79	76,21
652	PQ	128	86
671	PQ	666,84	381,05
675	PQ	843	462
692	PQ	98,15	87,18
611	PQ	170	80

FONTE: OS AUTORES (2018).

Outra consideração que teve de ser feita foi considerar que todas as cargas presentes são do tipo PQ, essa consideração foi feita porque o MATPOWER não consegue simular cargas do tipo corrente e impedância constante, somente cargas PQ e PV. As barras foram renumeradas para que pudesse ser modelado no MATPOWER, como é detalhado na TABELA 10:

TABELA 10 - CONVERSÃO DA NUMERAÇÃO DAS BARRAS

CONVERSÃO DA NUMERAÇÃO DAS BARRAS	
IEEE	**MATPOWER**
650	1
632	2
633	3
645	4
646	5
671	6
692	7
675	8
680	9
684	10
611	11
652	12

FONTE: OS AUTORES (2018).

O que foi observado no *software* é que quando entramos com os dados de linha, ela deve ir de uma barra à outra, e como ele foi desenvolvido somente para simulações monofásicas, essa representação é dada somente como uma linha. Observado isso essa simulação foi feita da seguinte forma.

Para simular o fluxo de potência foi considerando três linhas de uma barra à outra, e cada linha seria representada por uma fase do sistema com sua respectiva impedância conforme mostrado nas equações mostradas acima, assim fazendo com que a simulação do sistema fosse “trifásica”. E para linhas onde um dos valores de impedância da diagonal é igual à zero, essa linha é desprezada. Essa representação pode ser vista na FIGURA 23.

FIGURA 23 - DADOS DE ENTRADA DAS LINHAS NO MATPOWER

```
%% branch data
%   fbus    tbus    r    x    b    rateA    rateB    rateC    ratio    angle    status  angmin  angmax
mpc.branch = [  %% (r and x specified in ohms here, converted to p.u. below)
    1    2    0.131    0.386    0.0003122    0    0    0    0    0    1    -360    360;
    1    2    0.128    0.397    0.0002988    0    0    0    0    0    1    -360    360;
    1    2    0.129    0.392    0.0002826    0    0    0    0    0    1    -360    360;
    2    3    0.0713   0.112    0.00007102   0    0    0    0    0    1    -360    360;
    2    3    0.0708   0.113    0.00006481   0    0    0    0    0    1    -360    360;
    2    3    0.0704   0.115    0.00006798   0    0    0    0    0    1    -360    360;
    2    4    0.126    0.128    0.00005899   0    0    0    0    0    1    -360    360;
    2    4    0.125    0.128    0.00005846   0    0    0    0    0    1    -360    360;
    2    6    0.131    0.386    0.0003122    0    0    0    0    0    1    -360    360;
    2    6    0.128    0.397    0.0002988    0    0    0    0    0    1    -360    360;
    2    6    0.129    0.392    0.0002826    0    0    0    0    0    1    -360    360;
    4    5    0.0755   0.0765   0.00003545   0    0    0    0    0    1    -360    360;
    4    5    0.0752   0.0771   0.00003505   0    0    0    0    0    1    -360    360;
    6    7    0.0756   0.0423   0.001213     0    0    0    0    0    1    -360    360;
    6    7    0.0747   0.0383   0.001213     0    0    0    0    0    1    -360    360;
    6    7    0.0756   0.0423   0.001213     0    0    0    0    0    1    -360    360;
    6    9    0.0655   0.193    0.0001562    0    0    0    0    0    1    -360    360;
    6    9    0.0638   0.199    0.0001493    0    0    0    0    0    1    -360    360;
    6    9    0.0645   0.196    0.0001414    0    0    0    0    0    1    -360    360;
    6    10   0.0752   0.0771   0.00003545   0    0    0    0    0    1    -360    360;
    6    10   0.0755   0.0765   0.00003505   0    0    0    0    0    1    -360    360;
    7    8    0.0756   0.0423   0.001213     0    0    0    0    0    1    -360    360;
    7    8    0.0747   0.0383   0.001213     0    0    0    0    0    1    -360    360;
    7    8    0.0756   0.0423   0.001213     0    0    0    0    0    1    -360    360;
    10   11   0.0755   0.0765   0.00003399   0    0    0    0    0    1    -360    360;
    10   12   0.204    0.0779   0.001789     0    0    0    0    0    1    -360    360;
```

FONTE: OS AUTORES (2018).

Depois de realizados todos os ajustes e simulações do sistema teste de distribuição através do MATPOWER chegaram-se aos seguintes resultados.

5.1.1 PERFIL DE TENSÃO

Um dos resultados de simulação a ser validados, é o de perfil de tensão. Quando é realizado o comando *runpf* no MATPOWER, ele realiza a simulação do fluxo de potência do sistema, e junto com o resultado do fluxo de potência, ele também nos fornece os dados de perfil de tensão do sistema.

Para fazer a validação dos resultados, foi comparado o resultado que o MATPOWER fornece após a simulação com os dados de perfil de tensão do documento que o IEEE fornece. A TABELA 11 apresenta os valores do documento do IEEE adaptado para o MATPOWER, a TABELA 12 apresenta os valores da simulação do MATPOWER.

TABELA 11 – DADOS ADAPTADOS DO PERFIL DE TENSÃO DO IEEE

BARRA	MAG.(p.u.)	ANG. (°)	MAG.(p.u.)	ANG. (°)	MAG.(p.u.)	ANG. (°)
	A-N		B-N		C-N	
650	1,0	0,0	1,0	-120,0	1,0	120,0
632	1,0210	-2,49	1,0420	-121,72	1,0174	117,83
633	1,0180	-2,56	1,0401	-121,77	1,0148	117,82
645	-	-	1,0329	-121,9	1,0155	117,86
646	-	-	1,0311	-121,98	1,0134	117,90
671	0,9900	-5,3	1,0529	-122,34	0,9778	116,02
680	0,9900	-5,3	1,0529	-122,34	0,9778	116,02
684	0,9881	-5,32	-	-	0,9758	115,92
611	-	-	-	-	0,9738	115,78
652	0,9825	-5,25	-	-	-	-
692	0,9900	-5,31	1,0529	-122,34	0,9778	116,02
675	0,9835	-5,56	1,0553	-122,52	0,9758	116,03

FONTE: ADAPTADO DE RESOURCES | PES TEST FEEDER [s.d.].

TABELA 12 - DADOS DE PERFIL DE TENSÃO DA SIMULAÇÃO NO MATPOWER

BARRA	MAG.(p.u.)	ANG. (°)	GERAÇÃO		CARGA	
			P(MW)	Q(MVAr)	P(MW)	Q(MVAr)
650	1,0	0,0	2,81	1,22	-	-
632	1,0	-0,001	-	-	0,20	0,12
633	1,0	-0,001	-	-	0,40	0,29
645	1,0	-0,001	-	-	0,17	0,13
646	1,0	-0,001	-	-	0,13	0,08
671	1,0	-0,002	-	-	0,67	0,38
680	1,0	-0,002	-	-	0,10	0,09
684	1,0	-0,002	-	-	0,84	1,06
611	1,0	-0,002	-	-	-	-
652	1,0	-0,002	-	-	-	-
692	1,0	-0,002	-	-	0,17	0,18
675	1,0	-0,002	-	-	0,13	0,09

FONTE: OS AUTORES (2018).

Nota-se que os valores encontrados na simulação são completamente diferentes dos que são os valores reais do sistema, sendo que a magnitude não se altera em nenhuma das barras, enquanto que o ângulo varia muito pouco, cerca de 0,001 negativo para algumas barras, uma vez que no comportamento real do sistema existe variações nos valores da magnitude, e também uma variação nos ângulos. A

manutenção dos valores de magnitude e a pequena variação angular se explica pelo fato de o MATPOWER considerar o sistema monofásico, equilibrado e sem perdas.

Observa-se que o *software* começa a mostrar suas limitações, através dos resultados insatisfatórios, pelo fato de não fazer uma simulação de um sistema trifásico. Convém ressaltar que os valores não satisfatórios encontrados era algo esperado durante a execução das simulações devido a necessidade de adaptação do sistema original trifásico para monofásico.

5.1.2 FLUXO DE POTÊNCIA

Outro resultado de simulação a ser validado é o de fluxo de potência. A simulação de fluxo de potência é realizado através do comando *runpf* no MATPOWER.

Para fazer a validação dos resultados, também foi comparado o resultado que o MATPOWER fornece após a simulação com os dados de fluxo de potência do documento que o IEEE fornece. A TABELA 13 apresenta os valores adaptados para o MATPOWER do documento do IEEE, a TABELA 14 apresenta os valores da simulação do MATPOWER, e a TABELA 15 nos mostra a diferença, em módulo, dos valores de fluxo de potência em porcentagem.

TABELA 13 – DADOS ADAPTADOS DO FLUXO DE POTÊNCIA DO IEEE

BARRA INICIAL	BARRA FINAL	BARRA INICIAL (kW)			INJEÇÃO (kVAr)			BARRA FINAL (kW)			INJEÇÃO (kVAr)		
		FASE A	FASE B	FASE C	FASE A	FASE B	FASE C	FASE A	FASE B	FASE C	FASE A	FASE B	FASE C
650	632	1252	972,8	1342,2	685	379	672	-1230,3	-975,9	-1300,1	-604,5	-346,4	-589,2
632	633	162,9	121,6	121,9	115,2	92,9	93,1	-162,6	-121,5	-121,5	-114,6	-92,7	-92,8
632	645	0	330,2	77,7	0	128	134,5	0	-327,7	-77,4	0	-125,8	-134,3
632	671	1067,4	524	1100,6	489,4	125,5	361,6	-1039,5	-464,3	-952,5	-413	-83,2	-250,4
645	646	0	157,7	77,4	0	0,8	134,3	0	-157,4	-77,2	0	-0,6	-134,1
671	692	531,1	68,3	414,6	123,3	-156,9	52,8	-561,1	-68,3	-414,5	-123,3	156,9	-52,8
671	680	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
671	684	123	0	164,3	82,4	0	-14,9	-122,8	0	-163,9	-82,2	0	15,2
692	675	488,3	68,3	290,6	1,5	-156,9	26,5	-485	-68	-290	0,6	157,4	-26,5
684	611	0	0	163,9	0	0	-15,2	0	0	-163,5	0	0	15,5
684	652	122,8	0	0	82,2	0	0	-122	0	0	-82	0	0

FONTE: ADAPTADO DE RESOURCES | PES TEST FEEDER [s.d.].

TABELA 14 - DADOS DO FLUXO DE POTÊNCIA DO MATPOWER

BARRA INICIAL	BARRA FINAL	BARRA INICIAL (kW)			INJEÇÃO (kVAr)			BARRA FINAL (kW)			INJEÇÃO (kVAr)		
		FASE A	FASE B	FASE C	FASE A	FASE B	FASE C	FASE A	FASE B	FASE C	FASE A	FASE B	FASE C
650	632	950	920	940	400	410	410	-950	-920	-930	-440	-440	-440
632	633	130	130	130	90	90	90	-130	-130	-130	-100	-100	-100
632	645	0	150	150	0	90	90	0	-150	-150	0	-100	-100
632	671	640	630	630	250	250	250	-640	-630	-630	-280	-280	-280
645	646	0	70	70	0	30	30	0	-70	-70	0	-40	-40
671	692	310	330	310	140	140	140	-310	-330	-310	-260	-260	-260
671	680	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
671	684	150	0	150	40	0	40	-150	0	-150	-40	0	-40
692	675	270	290	270	230	230	230	-270	-290	-270	-350	-350	-350
684	611	0	0	170	0	0	180	0	0	-170	0	0	-180
684	652	130	0	0	-90	0	0	-130	0	0	-90	0	0

FONTE: OS AUTORES (2018).

TABELA 15 – MÓDULO DA DIFERENÇA (%) DO FLUXO DE POTÊNCIA NO MATPOWER

BARRA INICIAL	BARRA FINAL	BARRA INICIAL (%)			INJEÇÃO (%)			BARRA FINAL (%)			INJEÇÃO (%)		
		FASE A	FASE B	FASE C	FASE A	FASE B	FASE C	FASE A	FASE B	FASE C	FASE A	FASE B	FASE C
650	632	24,12	5,43	29,97	41,61	8,18	38,99	22,78	5,73	28,47	27,21	27,02	25,32
632	633	20,20	6,91	6,64	21,86	3,12	3,33	20,05	6,70	6,70	12,74	7,87	7,76
632	645	0	54,57	93,05	0	29,69	33,09	0	54,23	93,79	0	20,51	25,54
632	671	40,04	20,23	42,76	48,92	99,20	30,86	38,43	35,69	33,86	32,20	236,54	11,82
645	646	0	55,61	9,56	0	3650	77,66	0	55,22	9,33	0	6566,7	70,17
671	692	41,63	383,16	25,23	13,54	189,23	165,15	44,75	383,16	25,21	110,87	265,71	392,42
671	680	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
671	684	21,95	0	8,70	51,46	0	368,46	22,15	0	8,48	51,34	0	36,16
692	675	44,71	324,60	7,09	15233	246,60	767,92	44,33	326,47	6,89	58433	322,37	1220,7
684	611	0	0	3,72	0	0	1284,2	0	0	3,98	0	0	1261
684	652	5,86	0	0	209,49	0	0	6,56	0	0	9,76	0	0

FONTE: OS AUTORES (2018).

De acordo com os dados da TABELA 15, mostra que os valores encontrados pela simulação de fluxo de potência possuem uma diferença absurda quando comparada com os dados do IEEE. Ainda de acordo com a TABELA 15, alguns valores ultrapassam o valor de cem por cento, outros valores, porém poucos deles, apresentam um diferença aceitável de até 5 por cento.

5.1.3 VALIDAÇÃO DOS RESULTADOS

Os valores de fluxo de potência apresentados pelo MATPOWER, mostram que a ferramenta possui uma grande limitação de simulação para sistemas trifásicos de distribuição, sendo pouco eficaz nas simulações e fazendo com que os resultados encontrados não possam ser validados.

Além disso, através dos resultados, o MATPOWER não demonstra o comportamento real do sistema, onde há desequilíbrio, com a existência de perdas nas cargas e com as cargas ativas e reativas variando em relação às fases. O resultado que o MATPOWER mostra, é de um sistema totalmente equilibrado, com alguma variação das cargas entre as fases, e um sistema sem perdas, o que de fato não é o que acontece no sistema real.

Sendo assim, como todos os dados que o MATPOWER fornece através de suas simulações, mostra que é inviável continuar as simulações e modelagem de uma microrrede trifásica. Uma vez que, irão existir erros nos resultados das simulações da MG, já que o MATPOWER não realiza simulação trifásica e mesmo com os ajustes para transformá-la em uma MG monofásica os resultados não iram satisfazer o objetivo do trabalho, pois será uma propagação de erros, visto que teremos os erros do sistema de distribuição aplicados na MG.

Com isso, o trabalho será continuado apenas com uma ferramenta, o OpenDSS, que mostrou até o momento ser uma ferramenta mais adequada para esse tipo de simulação, e para os elementos existentes dentro da MG.

5.2 ANÁLISE DE RESULTADOS NO OPENDSS

Primeiramente, antes de obter os resultados houve a necessidade de modelar o sistema teste do IEEE de 13 barras, realizar a simulação do mesmo obtendo os resultados iniciais. Após esse processo realizou-se a modelagem e a simulação da

microrrede que será conectada no sistema. As modelagens e simulações dentro do OpenDSS será realizada através de *scripts* utilizando o programa executável autônomo do OpenDSS.

5.2.1 SISTEMA TESTE DO IEEE 13 BARRAS

As simulações iniciais no OpenDSS que serão realizadas após a modelagem do sistema, são as mesmas realizadas no MATPOWER e descritas anteriormente, ou seja, simulações de perfil de tensão e fluxo de potência. Depois é feita a análise do sistema através das curvas de carga.

5.2.1.1 MODELAGEM

5.2.1.1.1 SUBESTAÇÃO

Primeiro, modelou-se a subestação do sistema, e a sua modelagem é feita através de circuito equivalente de Norton, onde os dados desse circuito são mostrados na TABELA 16:

TABELA 16 - PARÂMETROS E DESCRIÇÕES DOS DADOS PARA A MODELAGEM DA SUBESTAÇÃO

Parâmetro	Descrição
$\boldsymbol{New\ Circuit.}$	O nome de identificação do circuito
$\boldsymbol{basekV}$	Tensão base
$\boldsymbol{pu}$	Tensão em p.u. que nesse caso com se trata da referência do sistema esse valor é igual a 1
$\boldsymbol{phases}$	Número de fases que nesse caso é 3
$\boldsymbol{bus1 = SourceBus}$	Identificação da barra de referência
$\boldsymbol{MVAsc3}$	Potência de curto-circuito trifásica
$\boldsymbol{MVAsc1}$	Potência de curto-circuito monofásica

FONTE: OS AUTORES (2018).

5.2.1.1.2 CONFIGURAÇÕES DAS LINHAS

A seguir é feita a modelagem das configurações das linhas do sistema de distribuição no OpenDSS, que são chamados de *linecodes*, que é basicamente a entrada dos dados dos arranjos, mas com algumas particularidades. A primeira particularidade é que os dados dos valores das matrizes de impedâncias e susceptâncias são declarados da seguinte forma:

- Na matriz de impedâncias, a matriz de resistência e de reatância são declaradas separadamente, diferente da estrutura fornecida pelo documento do IEEE;
- Na matriz de susceptâncias, como se trata apenas de capacitores, ela é convertida de Siemens (S) para Farad (F), diferente da estrutura fornecida pelo documento do IEEE;

Além desses dados acima, são declarados também o nome (identificação) de cada configuração, o número de fase de cada arranjo, sua frequência e a unidade de distância do arranjo. Esses dados são mostrados na TABELA 17.

TABELA 17 - PARÂMETROS E DESCRIÇÕES DOS DADOS PARA A MODELAGEM DAS CONFIGURAÇÕES DAS LINHAS

Parâmetro	Descrição
$\boldsymbol{rmatrix}$	Matriz de Resistência
$\boldsymbol{xmatrix}$	Matriz de Reatância
$\boldsymbol{cmatrix}$	Matriz de Capacitância
$\boldsymbol{New\ linecode}$.	Identificação da Configuração
$\boldsymbol{nphases}$	Número de Fases da Configuração
$\boldsymbol{BaseFreq}$	Frequência
$\boldsymbol{units}$	Unidade de Distância

FONTE: OS AUTORES (2018).

5.2.1.1.3 LINHAS

O próximo elemento a ser modelado são as linhas do sistema, e os dados que são declarados para ser feita a sua modelagem são mostradas na TABELA 18.

TABELA 18 - PARÂMETROS E DESCRIÇÕES DOS DADOS PARA A MODELAGEM DAS LINHAS

Parâmetro	Descrição
$\boldsymbol{New\ Line.}$	O nome de cada linha
$\boldsymbol{Phases}$	Número de fases presentes na linha
$\boldsymbol{Bus1}$	Barra de início da linha
$\boldsymbol{Bus2}$	Barra de término da linha
$\boldsymbol{Numero\ da\ barra.1.2.3}$	Sequência de fase da linha
$\boldsymbol{LineCode}$	O *linecode* utilizado para cada linha
$\boldsymbol{Length}$	A distância da linha
$\boldsymbol{units}$	Unidade de distância da linha

FONTE: OS AUTORES (2018).

Duas observações a serem consideradas nesta parte. Primeiro, adicionou-se uma nova barra de número 670 para representar o equivalente da carga distribuída entre as barras 632 e 671. Segundo, foi adicionada uma outra barra de número 631. A barra 631 e 634 estão ligadas por uma nova linha (*New Line*.631634) que será o local onde existirá uma nova chave para realizar a conexão e desconexão da MG.

5.2.1.1.4 CARGAS

A próxima etapa consiste na modelagem das cargas que as barras possuem. Para isso, os dados de entrada das cargas que são utilizados no OpenDSS são apresentados na TABELA 19.

TABELA 19 - PARÂMETROS E DESCRIÇÕES DOS DADOS PARA A MODELAGEM DAS CARGAS

Parâmetro	Descrição
$\boldsymbol{New\ Load.}$	O nome de cada carga
$\boldsymbol{Bus1}$	A barra onde está conectada a carga
$\boldsymbol{Numero\ da\ barra.Numero\ da\ fase}$	Em qual fase da barra é conectada a carga
$\boldsymbol{Conn}$	Tipo de conexão da carga (delta, estrela, etc.)
$\boldsymbol{Model}$	Tipo da carga (PV, PQ, etc.)
$\boldsymbol{kV}$	A tensão da carga
$\boldsymbol{kW}$	A potência ativa da carga
$\boldsymbol{kvar}$	A potência reativa da carga

FONTE: OS AUTORES (2018).

Convém ressaltar uma observação nesta etapa com relação a conexão da carga na barra. Como algumas cargas presentes no sistema são desequilibradas, ou seja, os valores de potência são diferentes em casa fase, a carga presente em cada fase foi declarada separadamente em cada linha de *script*. Quando a carga é equilibrada, é possível declarar a mesma somente em uma linha do *script*.

5.2.1.1.5 CAPACITORES

Os bancos de capacitores são os próximos elementos a serem modelados. A sua modelagem necessita de poucos dados a serem declarados. Porém, como existem bancos de capacitores trifásicos e monofásicos, existe uma diferença entre eles na sua modelagem. A diferença é que no banco de capacitor monofásico é necessário identificar qual a fase que o capacitor está sendo conectada, e quando o banco de capacitor é trifásico, a potência reativa a ser declarada é a soma das potências das três fases. Os dados necessários para sua modelagem estão na TABELA 20.

TABELA 20 - PARÂMETROS E DESCRIÇÕES DOS DADOS PARA A MODELAGEM DOS CAPACITORES

Parâmetro	Descrição
$\boldsymbol{New\ Capacitor}$.	O nome de cada banco de capacitor
$\boldsymbol{Bus1}$	A barra onde o capacitor será conectado
$\boldsymbol{phases}$	O número de fases do capacitor
$\boldsymbol{Numero\ da\ Barra.Numero\ da\ fase}$	No caso de bancos monofásicos, qual fase de barra será conectada
$\boldsymbol{kvar}$	A sua potência reativa total
$\boldsymbol{kV}$	A tensão do banco de capacitor

FONTE: OS AUTORES (2018).

5.2.1.1.6 TRANSFORMADORES

Existem dois transformadores no sistema, o primeiro presente na subestação e o segundo faz parte do sistema de distribuição. A modelagem de cada transformador foi feita separadamente por questões de organização do *script*, mas os dados declarados para fazer a modelagem deles são iguais. Esses dados são descritos na TABELA 21.

TABELA 21 - PARÂMETROS E DESCRIÇÕES DOS DADOS PARA A MODELAGEM DOS TRANSFORMADORES

Parâmetro	Descrição
$\boldsymbol{New\ Transformer}$.	O nome de cada transformador
$\boldsymbol{phases}$	Número de fases do transformador
$\boldsymbol{windings}$	Número de enrolamentos
$\boldsymbol{xhl}$	Reatância *high-low* do transformador

FONTE: OS AUTORES (2018).

Após declarar os dados do transformador, é necessário declarar os dados dos enrolamentos, para que assim a modelagem do transformador seja completa. Os dados são mostrados na TABELA 22.

TABELA 22 - PARÂMETROS E DESCRIÇÕES DOS DADOS PARA A MODELAGEM DOS ENROLAMENTOS DO TRANSFORMADOR

Parâmetro	Descrição
$\boldsymbol{wdg}$	Número do enrolamento, sendo 1 para o primário, 2 para o secundário e assim sucessivamente
$\boldsymbol{bus}$	Qual barra está cada enrolamento
$\boldsymbol{conn}$	Tipo de conexão de cada enrolamento
$\boldsymbol{kV}$	Tensão de cada enrolamento
$\boldsymbol{kva}$	A potência, nesse caso a potência é igual para todos os enrolamentos, pois é declarada a potência nominal do transformador
$\%\boldsymbol{r}$	A porcentagem de resistência de cada enrolamento

FONTE: OS AUTORES (2018).

5.2.1.1.7 REGULADOR DE TENSÃO

Os reguladores de tensão de média tensão são equipamentos formados por transformadores de potencial (TP) e transformadores de corrente (TC) para realizar a regulação da tensão. E a modelagem é feita modelando os TPs e TCs. Cada fase do regulador é modelada separadamente, mesmo que os dados do regulador sejam iguais em cada fase. Os dados para realizar a modelagem do regulador estão na TABELA 23.

TABELA 23 - PARÂMETROS E DESCRIÇÕES DOS DADOS PARA A MODELAGEM DO REGULADOR DE TENSÃO

Parâmetro	Descrição
$\boldsymbol{New\ Transformer}$.	Identificação do transformador da fase
$\boldsymbol{phases}$	Número de fases
$\boldsymbol{xhl}$	Reatância *high-low*
$\%\boldsymbol{LoadLoss}$	Porcentagem de perda na fase
$\boldsymbol{New\ regcontrol}$	O nome do controle de regulação do transformador de cada fase
$\boldsymbol{windings}$	Número de enrolamentos
$\boldsymbol{wdg}$	Número do enrolamento, sendo 1 para o primário, 2 para o secundário e assim sucessivamente
$\boldsymbol{bus}$	Qual barra está cada enrolamento
$\boldsymbol{kV}$	Tensão de cada enrolamento
$\boldsymbol{kva}$	A potência, nesse caso a potência é igual para todos os enrolamentos, pois é declarada a potência nominal do transformador
$\boldsymbol{vreg}$	Tensão de regulação
$\boldsymbol{band}$	Largura de banda em Volts
$\boldsymbol{ptratio}$	Relação de transformação do TP
$\boldsymbol{ctprim}$	Classificação do primário do TC em Ampère
$\boldsymbol{R}$	Resistência do regulador
$\boldsymbol{X}$	Reatância do regulador

FONTE: OS AUTORES (2018).

5.2.1.1.8 CHAVES

O sistema de distribuição do IEEE possui uma chave na sua estrutura, mas para realizar a conexão e desconexão da microrrede futuramente no sistema, foi adicionado uma nova chave entre as barras 631 (barra que futuramente será adicionada ao sistema, detalhada no capítulo 5.2.5) e 634. A modelagem das chaves é, na verdade, a modelagem de uma linha, porém acrescentando alguns parâmetros que caracterizam a chave. Os dados necessários são mostrados na TABELA 24.

TABELA 24 - PARÂMETROS E DESCRIÇÕES DOS DADOS PARA A MODELAGEM DAS CHAVES

Parâmetro	Descrição
$\boldsymbol{New\ Line}$.	Nome da linha onde existirá a chave
$\boldsymbol{phases}$	Número de fases
$\boldsymbol{Bus1}$	Barra de início da linha
$\boldsymbol{Bus2}$	Barra de término da linha
$\boldsymbol{switch}$	Indicação se possui uma chave na linha =y - sim =n - não
$\boldsymbol{enabled}$	Indicação de quando a chave está ativa (yes) ou desativada (no)

FONTE: OS AUTORES (2018).

5.2.1.1.9 CONFIGURAÇÃO DAS TENSÕES DE BASE

No OpenDSS é necessário realizar as configurações das várias tensões existentes dentro do sistema distribuição. Para realizar essa configuração é necessário incluir os seguintes parâmetros da TABELA 25 no *script*.

TABELA 25 - PARÂMETROS E DESCRIÇÕES DOS DADOS PARA A CONFIGURAÇÃO DAS TENSÕES DO SISTEMA

Parâmetro	Descrição
$\boldsymbol{Set\ Voltagebases}$	As tensões existentes no sistema
$\boldsymbol{CalcVoltageBases}$	Realizar o cálculo dessas tensões
$\boldsymbol{BusCoords}$	Acrescentar as coordenadas das barras, o arquivo está disponível no site do IEEE
$\boldsymbol{New\ energymeter}$.	Acrescentar um medidor de energia na subestação para fazer o monitoramento do sistema

FONTE: OS AUTORES (2018)

5.2.1.1.10 SISTEMA FOTOVOLTAICO

Após a realização da modelagem do sistema de distribuição, modela-se os elementos que compõem a microrrede, que são o sistema fotovoltaico e o banco de baterias. Para realizar a modelagem do SFV, primeiramente deve-se declarar os dados que definem o comportamento do painel fotovoltaico, na TABELA 26 são mostrados os parâmetros que definem a curva de comportamento do painel junto

com o seu inversor de frequência. A TABELA 27 mostra os parâmetros da curva de irradiação diária do painel e na TABELA 28 contém os parâmetros da curva de temperatura diária do painel.

TABELA 26 - PARÂMETROS E DESCRIÇÕES DOS PARÂMETROS DAS CURVAS DO PAINEL FOTOVOLTAICO JUNTO COM O INVERSOR

Parâmetro	**Descrição**	
	Painel	**Inversor**
$\boldsymbol{New\ XYCurve}$.	Nome da curva de operação do painel.	Nome da curva de operação do inversor.
$\boldsymbol{npts}$	Número máximo de pontos esperados na curva.	Número máximo de pontos esperados na curva.
$\boldsymbol{xarray}$	Matriz de temperatura do painel	Matriz de potência CC de entrada.
$\boldsymbol{yarray}$	Matriz dos fatores que reduzem a potência de entrada.	Matriz de eficiência.

FONTE: OS AUTORES (2018).

TABELA 27 - PARÂMETROS E DESCRIÇÕES DOS PARÂMETROS DA CURVA DE IRRADIAÇÃO DO PAINEL FOTOVOLTAICO

Parâmetro	**Descrição**
$\boldsymbol{New\ Loadshape}$.	Nome da forma de carga que define a curva de irradiação.
$\boldsymbol{npts}$	Número de pontos esperados na curva.
$\boldsymbol{interval}$	Intervalo de tempo existente entre os pontos.
$\boldsymbol{mult}$	Matriz de multiplicadores de potência ativa

FONTE: OS AUTORES (2018).

TABELA 28 - PARÂMETROS E DESCRIÇÕES DOS PARÂMETROS DA CURVA DE TEMPERATURA DIÁRIA DO PAINEL FOTOVOLTAICO

Parâmetro	**Descrição**
$\boldsymbol{New\ Tshape}$.	Nome da curva de temperatura diária do painel.
$\boldsymbol{npts}$	Número máximo de pontos esperados na curva.
$\boldsymbol{interval}$	Intervalo de tempo existente entre os pontos.
$\boldsymbol{temp}$	Matriz dos valores de temperatura

FONTE: OS AUTORES (2018).

Após a definição das curvas que definem o comportamento do painel fotovoltaico, é feita a declaração dos parâmetros do painel e seu inversor para realizar a modelagem dos mesmos. Para realizar essa modelagem é necessário inserir no *script* os parâmetros mostrados na TABELA 29.

TABELA 29 - PARÂMETROS E DESCRIÇÕES DOS DADOS PARA A MODELAGEM DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Parâmetro	Descrição
$\boldsymbol{New\ PVSystem.}$	Nome do sistema fotovoltaico (painel com inversor).
$\boldsymbol{phases}$	Numero de fases do sistema.
$\boldsymbol{bus1}$	Barra onde será conectada o sistema.
$\boldsymbol{kV}$	Tensão de linha nominal em kV.
$\boldsymbol{kVA}$	Potência nominal do inversor em kVA.
$\boldsymbol{irrad}$	Irradiância nominal.
$\boldsymbol{Pmpp}$	Ponto de máxima potência.
$\boldsymbol{temperature}$	Temperatura nominal.
$\boldsymbol{PF}$	Fator de potência.
$\%\boldsymbol{cutin}$	Limite de entrada de potência em kVA no inversor.
$\%\boldsymbol{cutout}$	Limite de saída de potência em kVA no inversor.
$\boldsymbol{effcurve}$	Curva de eficiência por potência (declarada anteriormente na TABELA 26).
$\boldsymbol{P-T\ Curve}$	Curva de potência por temperatura (declarada anteriormente na TABELA 26).
$\boldsymbol{Daily}$	Curva de Irradiância diária (declarada anteriormente na TABELA 27).
$\boldsymbol{TDaily}$	Curva de temperatura diária (declarada anteriormente na TABELA 28).

FONTE: OS AUTORES (2018).

5.2.1.1.11 BANCO DE BATERIAS

Assim como a modelagem do SFV, para realizar a modelagem do banco de baterias, primeiramente devemos declarar os dados que definem o comportamento do BESS, que nesse caso é a curva de carregamento e descarregamento da bateria, que representa o tempo em que a bateria irá carregar e o seu tempo de descarga. Os parâmetros que deverão ser descritos no *script* estão definidos na TABELA 30.

TABELA 30 - PARÂMETROS E DESCRIÇÕES DOS PARÂMETROS DA CURVA DE CARREGAMENTO E DESCARREGAMENTO DA BATERIA

Parâmetro	Descrição
$\boldsymbol{New\ Loadshape}$.	Nome da forma de carga que define a curva de carregamento e descarregamento da bateria.
$\boldsymbol{npts}$	Número máximo de pontos esperados na curva.
$\boldsymbol{interval}$	Intervalo de tempo para um intervalo fixo de dados [horas]
$\boldsymbol{mult}$	Matriz de multiplicadores de potência ativa

FONTE: OS AUTORES (2018).

Após a definição da curva de carregamento e descarregamento do BESS, é feita a declaração da parametrização da bateria para que possa ser realizada a modelagem da mesma. Para realizar essa modelagem é necessário inserir no *script* os parâmetros mostrados na TABELA 31.

TABELA 31 - PARÂMETROS E DESCRIÇÕES DOS DADOS PARA A MODELAGEM DO BANCO DE BATERIAS

Parâmetro	Descrição
$\boldsymbol{New\ Storage}$.	Nome do sistema de armazenamento (baterias).
$\boldsymbol{phases}$	Número de fases.
$\boldsymbol{Bus1}$	Barra onde será conectado o BESS.
$\boldsymbol{kV}$	Tensão de linha nominal em kV.
$\boldsymbol{kWrated}$	Potência nominal do BESS.
$\boldsymbol{kWhrated}$	Capacidade de armazenamento do BESS.
$\%\boldsymbol{stored}$	Quantidade de energia armazenada no inicio da simulação. [%kWh]
$\%\boldsymbol{reserve}$	Porcentagem da capacidade de armazenamento nominal em kWh mantida em reserva.
$\boldsymbol{dispmode}$	Modo de despacho.
$\boldsymbol{Daily}$	Curva que descreve o carregamento e fornecimento da bateria.

FONTE: OS AUTORES (2018).

5.2.1.2 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

As simulações que foram realizadas para validação dos dados de perfil de tensão e fluxo de potência do sistema teste do IEEE de 13 barras, foi o modo *snapshot* do

OpenDSS. Por outro lado, foi utilizado o modo de resolução *daily* a partir do momento em que as curvas de carga foram introduzidas no presente trabalho.

5.2.1.2.1 VALIDAÇÃO DOS DADOS

Para elaborar a validação dos resultados, comparou-se os resultados que o OpenDSS fornece, após as simulações, com os dados de perfil de tensão e valores de corrente do documento que o IEEE disponibiliza.

5.2.1.2.1.1 PERFIL DE TENSÃO

Os valores de perfil de tensão referentes ao sistema teste de 13 barras do IEEE podem ser verificados na TABELA 32. Em contrapartida, a TABELA 33 explicita os valores encontrados a partir das simulações realizadas no OpenDSS.

TABELA 32 - DADOS DO PERFIL DE TENSÃO DO IEEE

BARRA	**MAG. (p.u.)**	**ANG. (°)**	**MAG. (p.u.)**	**ANG. (°)**	**MAG. (p.u.)**	**ANG. (°)**
	A-N		**B-N**		**C-N**	
650	1	0,0	1	-120,0	1	120,0
RG60	1,0625	0,0	1,0500	-120,0	1,0687	120,0
632	1,0210	-2,49	1,0420	-121,72	1,0174	117,83
633	1,0180	-2,56	1,0401	-121,77	1,0148	117,82
XFM-1	0,9941	-3,23	1,0218	-122,22	0,9960	117,35
634	0,9940	-3,23	1,0218	-122,22	0,9960	117,34
645	-	-	1,0329	-121,90	1,0155	117,86
646	-	-	1,0311	-121,98	1,0134	117,90
671	0,9900	-5,3	1,0529	-122,34	0,9778	116,02
680	0,9900	-5,3	1,0529	-122,34	0,9778	116,02
684	0,9881	-5,32	-	-	0,9758	115,92
611	-	-	-	-	0,9738	115,78
652	0,9825	-5,25	-	-	-	-
692	0,9900	-5,31	1,0529	-122,34	0,9777	116,02
675	0,9835	5,56	1,0553	-122,52	0,9758	116,03

FONTE: RESOURCES | PES TEST FEEDER [s.d.].

TABELA 33 - DADOS DE PERFIL DE TENSÃO DA SIMULAÇÃO NO OPENDSS

BARRA	MAG. (p.u.)	ANG. (°)	MAG. (p.u.)	ANG. (°)	MAG. (p.u.)	ANG. (°)
	A-N		B-N		C-N	
650	1	0,0	1	-120,0	1	120,0
RG60	1,0562	0,0	1,0375	-120,0	1,0562	120,0
632	1,0145	-2,5	1,029	-121,7	1,0044	117,8
633	1,0115	-2,6	1,0271	-121,8	1,0017	117,8
XFM-1	0,9874	-3,3	1,0085	-122,3	0,98262	117,3
634	0,98732	-3,3	1,0085	-122,3	0,98262	117,3
645	-	-	1,0198	-121,9	1,0025	117,8
646	-	-	1,0181	-122,0	1,0004	117,9
671	0,98295	-5,4	1,0404	-122,4	0,96506	116,0
680	0,98295	-5,4	1,0404	-122,4	0,96506	116,0
684	0,98102	-5,4	-	-	0,96303	115,9
611	-	-	-	-	0,96102	115,8
652	0,97554	-5,3	-	-	-	-
692	0,98283	-5,4	1,0404	-122,4	0,96498	116,0
675	0,97629	5,6	1,0427	-122,6	0,96304	116,0

FONTE: OS AUTORES (2018).

Para fim de validação dos resultados encontrados no OpenDSS de perfil de tensão, calculou-se a diferença em porcentagem para esses valores, possibilitando observar os dados encontrados no *software* e julgar se são válidos para o decorrer do presente trabalho. A TABELA 34 mostra a diferença, em módulo, dos valores de perfil de tensão.

TABELA 34 – MÓDULO DA DIFERENÇA (%) DOS VALORES DE PERFIL DE TENSÃO

BARRA	MAG. (%)	ANG. (%)	MAG. (%)	ANG. (%)	MAG. (%)	ANG. (%)
	A-N		B-N		C-N	
650	0	0	0	0	0	0
RG60	0,5923	0	1,1905	0	1,1696	0
632	0,6367	0,40161	1,2476	0,0164	1,2777	0,02546
633	0,6385	1,5625	1,2499	0,0246	1,2909	0,01698
XFM-1	0,6739	2,1672	1,3016	0,0655	1,3434	0,04261
634	0,6720	2,1672	1,3016	0,0655	1,3434	0,03409
645	-	-	1,2683	0	1,2802	0,05091
646	-	-	1,2608	0,0164	1,2828	0
671	0,71212	1,8868	1,1872	0,0490	1,3029	0,01724
680	0,71212	1,8868	1,1872	0,0490	1,3029	0,01724
684	0,7165	1,5038	-	-	1,3087	0,01725
611	-	-	-	-	1,3124	0,01727
652	0,7084	0,95238	-	-	-	-
692	0,72424	1,6949	1,1872	0,0490	1,3010	0,01724
675	0,7331	0,71942	1,1939	0,0653	1,3076	0,02586

FONTE: OS AUTORES (2018).

Verifica-se que as diferenças entre os valores de perfil de tensão do documento do IEEE e os resultados que foram obtidos pela simulação do OpenDSS são pequenas, variando entre 0,01% e 2,16%. Os valores são aproximados e aceitáveis para uma validação de dados. Os resultados obtidos pela simulação de perfil de tensão no OpenDSS foram considerados válidos, visto que a diferença é pequena.

5.2.1.2.2 CORRENTE ELÉTRICA

A TABELA 35 apresenta os valores referentes a corrente elétrica presentes no documento do IEEE, enquanto a TABELA 36 aponta os valores obtidos durante a simulação no OpenDSS. A TABELA 37 mostra a diferença dos valores de corrente em porcentagem.

TABELA 35 - DADOS DOS VALORES DE CORRENTE ELÉTRICA DO IEEE

LINHA (DE-PARA)	CORRENTE (A)	GRAUS (°)	CORRENTE (A)	GRAUS (°)	CORRENTE (A)	GRAUS (°)
	A		B		C	
650 - RG60	593,30	-28,58	435,61	-140,91	626,92	93,59
RG60 - 632	558,40	-28,58	414,87	-140,91	586,60	93,59
632 - 633	81,33	-37,74	61,12	-159,09	62,70	80,48
632 - 671	478,29	-27,03	215,12	-134,66	475,50	99,90
671 - 680	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
632 - 645	-	-	143,02	-142,66	65,21	57,83
645 - 646	-	-	65,21	-122,17	65,21	57,83
692 - 675	205,33	-5,15	69,61	-55,19	124,07	111,79
671 - 684	63,07	-39,12	-	-	71,15	121,62
684 - 611	-	-	-	-	71,15	121,61
684 - 652	63,07	-39,12	-	-	-	-
671 - 692	229,11	-18,18	69,61	-55,19	178,38	109,39
633 - XFM1	81,33	-37,74	61,12	-159,09	62,71	80,47
XFM1 - 634	704,83	-37,74	529,73	-159,09	543,45	80,47

FONTE: RESOURCES | PES TEST FEEDER [s.d.].

TABELA 36 - DADOS DOS VALORES DE CORRENTE ELÉTRICA DO OPENDSS

LINHA "DE-PARA"	CORRENTE (A)	GRAUS (°)	CORRENTE (A)	GRAUS (°)	CORRENTE (A)	GRAUS (°)
	A		B		C	
650 - RG60	594,23	-28,7	434,7	-141,3	625,01	93,4
RG60 - 632	562,58	-28,7	418,99	-141,3	591,73	93,4
632 - 633	81,88	-37,8	61,925	-159,1	63,563	80,4
632 - 671	481,90	-27,2	218,02	-135,2	480,26	99,6
671 - 680	0,003	0,0	0,003	-41,0	0,02	-150,5
632 - 645	-	-	143,3	-142,9	64,382	57,8
645 - 646	-	-	64,384	-122,2	64,383	57,8
692 - 675	206,85	-5,5	68,503	-55,9	125,92	110,8
671 - 684	62,71	-39,2	-	-	71,158	121,2
684 - 611	-	-	-	-	71,158	121,2
684 - 652	62,71	-39,2	-	-	-	-
671 - 692	230,95	-18,4	68,503	-55,9	180,31	108,7
633 - XFM1	81,88	-37,8	61,925	-159,1	63,564	80,4
XFM1 - 634	709,66	-37,8	536,69	-159,1	550,89	80,4

FONTE: OS AUTORES (2018).

TABELA 37 – MÓDULO DA DIFERENÇA EM PORCENTAGEM DOS VALORES DE CORRENTE ELÉTRICA

LINHA (DE-PARA)	CORRENTE (%)	GRAUS (%)	CORRENTE (%)	GRAUS (%)	CORRENTE (%)	GRAUS (%)
	A		B		C	
650 - RG60	0,15675	0,41987	0,20890	0,27677	0,30466	0,20301
RG60 - 632	0,74857	0,41987	0,99308	0,27677	0,87453	0,20301
632 - 633	0,67995	0,15898	1,31708	0,00629	1,37639	0,09940
632 - 671	0,75477	0,62893	1,34808	0,40101	1,00105	0,30030
671 - 680	-	-	-	-	-	-
632 - 645	-	-	0,19578	0,16823	1,26974	0,05188
645 - 646	-	-	1,26668	0,02456	1,26821	0,05188
692 - 675	0,74027	6,79612	1,59029	1,28646	1,49109	0,88559
671 - 684	0,5708	0,20449	-	-	0,01124	0,34534
684 - 611	-	-	-	-	0,01124	0,33714
684 - 652	0,5708	0,20449	-	-	-	-
671 - 692	0,80311	1,21012	1,59029	1,28646	1,08196	0,63077
633 - XFM1	0,68118	0,15898	1,31708	0,00629	1,36182	0,08699
XFM1 - 634	0,68527	0,15898	1,31388	0,00629	1,36903	0,08699

FONTE: OS AUTORES (2018).

Para os valores de corrente elétrica, verifica-se que as diferenças entre os valores do documento do IEEE com os resultados que foram obtidos pela simulação no OpenDSS são pequenas, variando entre 0,006% e 6,79%. Os valores são aproximados e foram considerados válidos para a sequência do trabalho.

5.2.2 CURVAS DE CARGA

Com a validação dos dados obtidos nas simulações do OpenDSS, retirou-se os dados de curvas de carga de baixa e média renda de Yamakawa (2007). As curvas de carga foram implementadas apenas nas cargas PQ do sistema 13 barras do IEEE. A TABELA 38 a seguir detalha as barras PQ que receberam as curvas de carga de baixa e média renda.

TABELA 38 - BARRAS ONDE FORAM UTILIZADAS CURVAS DE CARGA

BARRA	MODELO	CURVA DE CARGA UTILIZADA
634	Y-PQ	BAIXA RENDA
645	Y-PQ	BAIXA RENDA
670	Y-PQ	BAIXA RENDA
671	D-PQ	MÉDIA RENDA
675	Y-PQ	BAIXA RENDA

FONTE: OS AUTORES (2018).

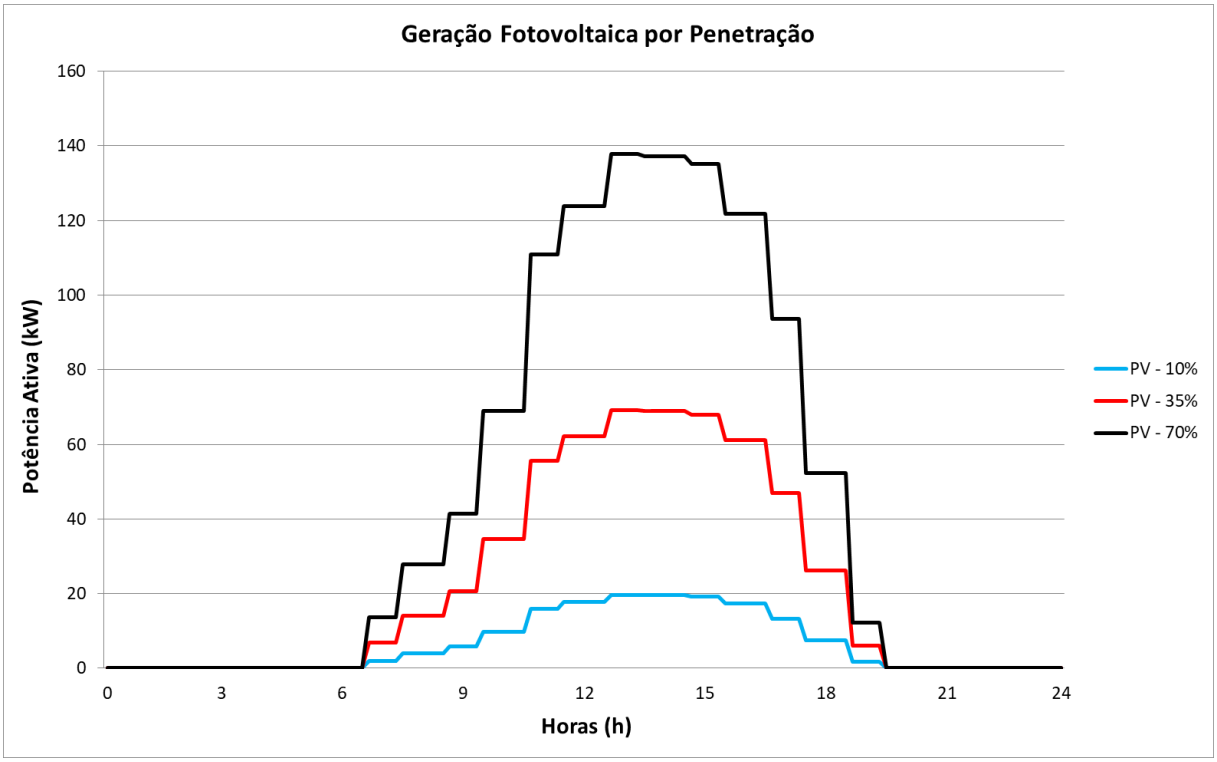
5.2.3 SISTEMA FOTOVOLTAICO

A microrrede foi implantada na barra 634 do sistema de teste do IEEE, aproveitando a sua característica de baixa tensão e o fato de já possuir carga. O sistema fotovoltaico utilizado na MG foi dimensionado para três diferentes cenários de penetração fotovoltaica, como detalhado no capítulo 4.2.6. O SFV no OpenDSS requer alguns dados, como as curvas detalhadas no capítulo 5.2.1.1.10. As informações referentes a curva de temperatura utilizada na simulação do SFV se encontra detalhada no capítulo 4.1.5.

O dimensionamento para cada nível de penetração foi executado a partir da medição do consumo presente na carga da barra 634. O OpenDSS possibilita a implantação de medidores nas linhas do sistema analisado, e a utilização dessa ferramenta viabilizou encontrar o consumo da carga presente na MG. Com o valor do consumo da carga encontrado foi possível fazer alterações nos parâmetros de kVA e *Pmpp* do sistema fotovoltaico, com o intuito de dimensioná-lo para atender diferentes níveis do consumo da carga (10%, 35% e 70%).

Os níveis de geração fotovoltaica, levando em consideração cada cenário, é explicitado no FIGURA 24.

FIGURA 24 - GRÁFICO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA POR PENETRAÇÃO



FONTE: OS AUTORES (2018).

A FIGURA 24 evidencia a maior geração de energia pelo sistema fotovoltaico a medida que o nível de penetração aumenta. O período entre as 12 horas e 15 horas concentra a maior produção de energia pelo SFV, evidenciando que a geração energética pelo sistema fotovoltaico aumenta à medida que a incidência de raios solares se intensificam.

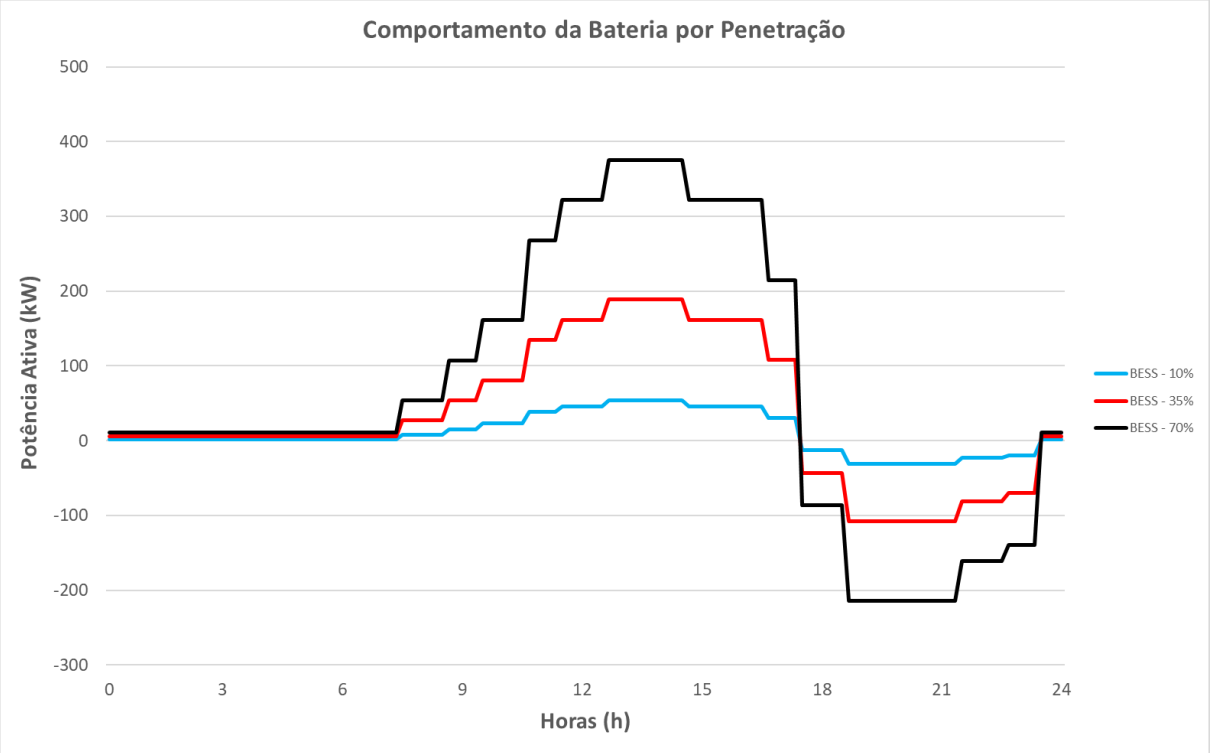
5.2.4 SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

O sistema de armazenamento de energia foi simulado com base em baterias e, assim como no sistema fotovoltaico, analisou-se o comportamento das mesmas para os três diferentes níveis de geração de energia pelo SFV, além disso o sistema de armazenamento foi alocado na barra 634. O dimensionamento das baterias iniciou-se após a definição da dimensão dos parâmetros do SFV. A conclusão do dimensionamento do sistema fotovoltaico possibilitou encontrar a energia produzida pelo SFV para os três cenário propostos.

As baterias utilizadas na MG foram dimensionadas de forma a possuir a capacidade de armazenar praticamente toda a energia gerada pelo SFV, com isso a

energia proveniente do sistema fotovoltaico foi direcionada como sendo um parâmetro da bateria (*kWrated*). O comportamento da bateria pode ser verificado na FIGURA 25.

FIGURA 25 - COMPORTAMENTO DA BATERIA POR PENETRAÇÃO



FONTE: OS AUTORES (2018).

O controle da bateria foi realizado manualmente através de um *loadshape* com 24 pontos (*npts*) e com um intervalo (*interval*) de uma hora entre eles. O controle manual da bateria foi realizado de modo a evitar o fluxo negativo provocado pelo SFV e, além disso, suavizar o pico de demanda da carga da MG. A FIGURA 25 evidencia que o controle foi realizado de modo a direcionar a bateria para armazenar energia no período onde a geração de energia pelo SFV é maior, e fornecer a energia armazenada em momentos onde a demanda da carga é maior (período que se estende das 18:00 até 21:00).

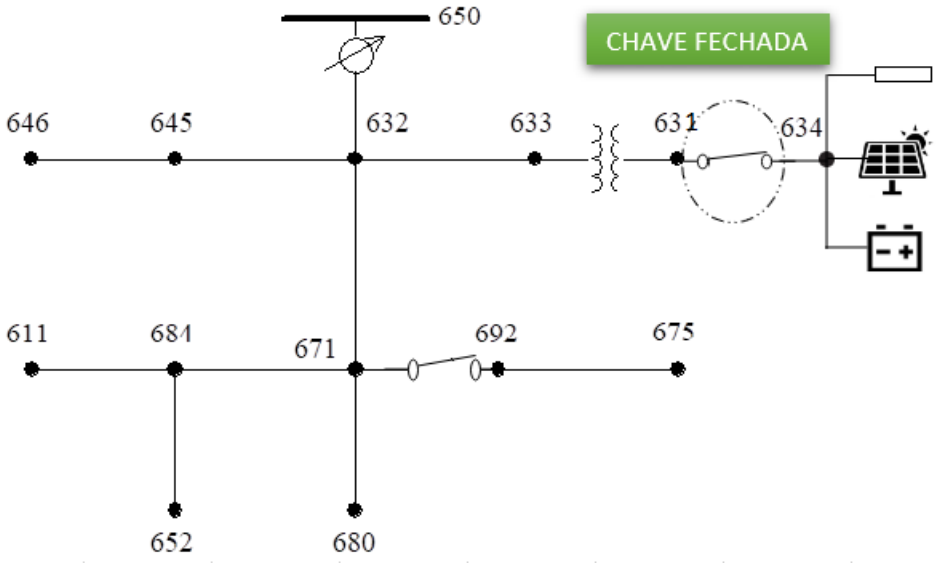
5.2.5 CHAVE SECCIONADORA

Após a implantação do SFV e da bateria foi necessário a inserção de uma chave responsável por desconectar e conectar a MG ao sistema de 13 barras do IEEE.

Para a integração da chave ao sistema foi necessário a criação de uma nova barra, chamada 631. Com a entrada da barra 631 no sistema, o transformador XFM-1 passou a estar localizado entre as barras 633 e 631. A barra 631 interligou-se com a barra 634 (barra em que os elementos da MG estão conectados) através de uma nova linha (New Line.631634) e, essa linha passou a receber a nova chave.

A disposição do sistema completo, após a entrada do SFV, da bateria e da nova chave é representada na FIGURA 26 abaixo.

FIGURA 26 - SISTEMA ADAPTADO COM OS NOVOS ELEMENTOS



FONTE: ADAPTADO DE RESOURCES | PES TEST FEEDER [s.d.].

5.3 MICRORREDE CONECTADA NA REDE

Para iniciar as simulações computacionais da microrrede, é necessário conectá-la em uma rede de baixa tensão. Como detalhado no capítulo 4.2.2, foi verificado que o sistema de distribuição do IEEE de 13 barras já possuía uma barra de baixa tensão, a barra 634. Com isso, a barra 634 do sistema IEEE foi utilizada para receber os elementos componentes da MG durante o período em que as simulações aconteceram com a microrrede conectada na rede.

As simulações iniciaram-se para o caso em que a chave adicionada ao sistema se encontrava fechada e, consequentemente realizando a conexão da MG com o sistema de distribuição. A estrutura representando esse caso pode ser observado na FIGURA 26. Convém ressaltar que durante todas as etapas de simulações foram

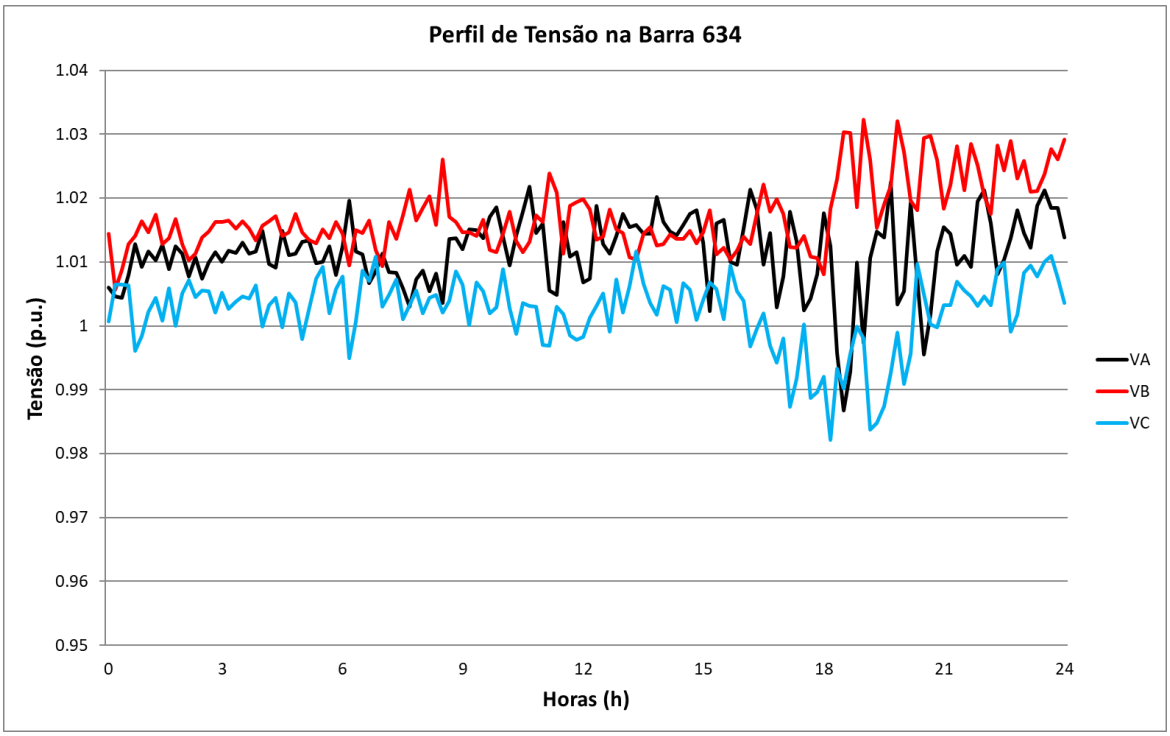
analisadas as barras 634, já que é a barra em que a microrrede foi alocada, e a barra 650 que é onde se encontra a subestação do sistema de distribuição analisado. Esse modo de análise foi adotado para evidenciar os impactos que a microrrede proporciona no seu local de atuação (barra 634) e também ao seu redor (barra 650).

5.3.1 SIMULAÇÃO DO SISTEMA SEM INFLUÊNCIA DE SFV E BESS

Esse primeiro cenário foi modelado seguindo a estrutura do sistema teste 13 barras disponibilizado pelo IEEE. A simulação desse cenário não contou com a presença do SFV e das baterias, contudo a nova chave inserida no sistema (localizada entre as barras 631 e 634) se encontra fechada conectando o sistema de distribuição a carga da barra 634. Observou-se o comportamento do fluxo de potência e de perfil de tensão do sistema de distribuição. O perfil de tensão e o fluxo de potência encontrado na barra 634 do sistema, pode ser observado em FIGURA 27 e FIGURA 28 respectivamente.

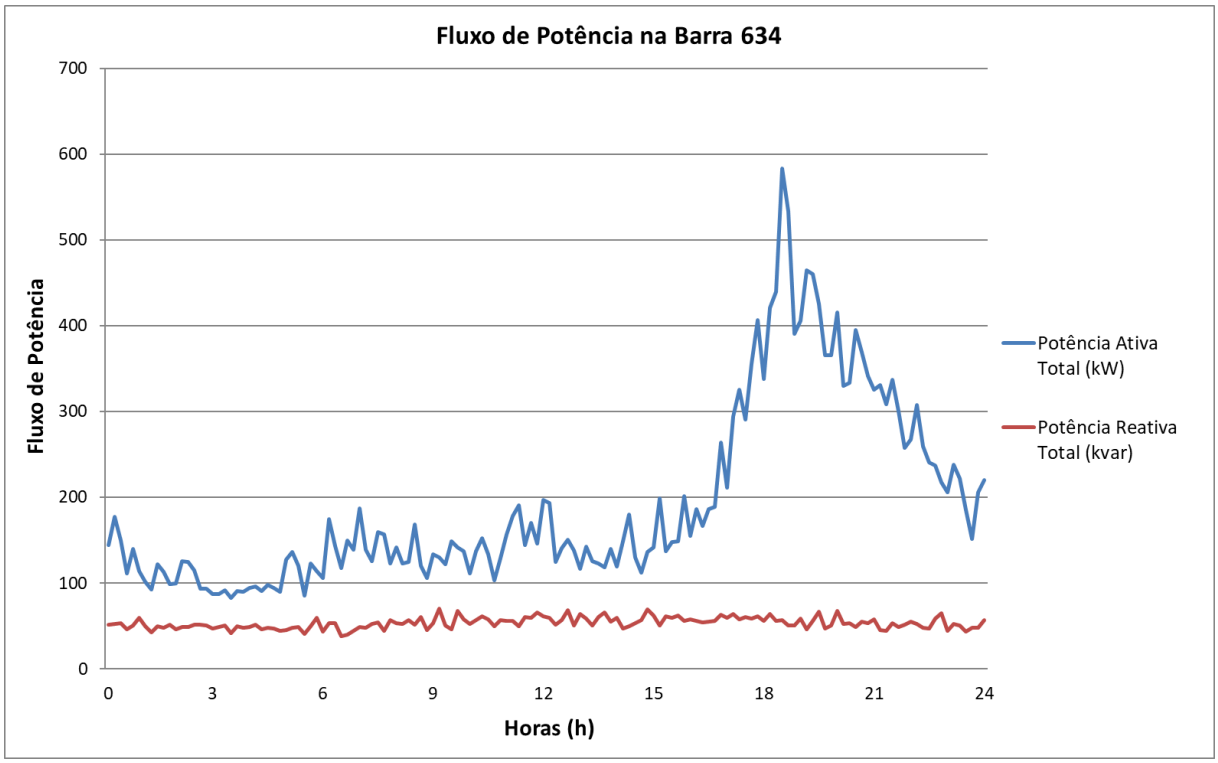
Na barra 650 foi observado apenas o seu comportamento em relação ao fluxo de potência, o perfil de tensão não foi analisado, uma vez que é a barra onde está presente a subestação. O comportamento do fluxo de potência da barra 650 é encontrado na FIGURA 29.

FIGURA 27 - PERFIL DE TENSÃO NA BARRA 634



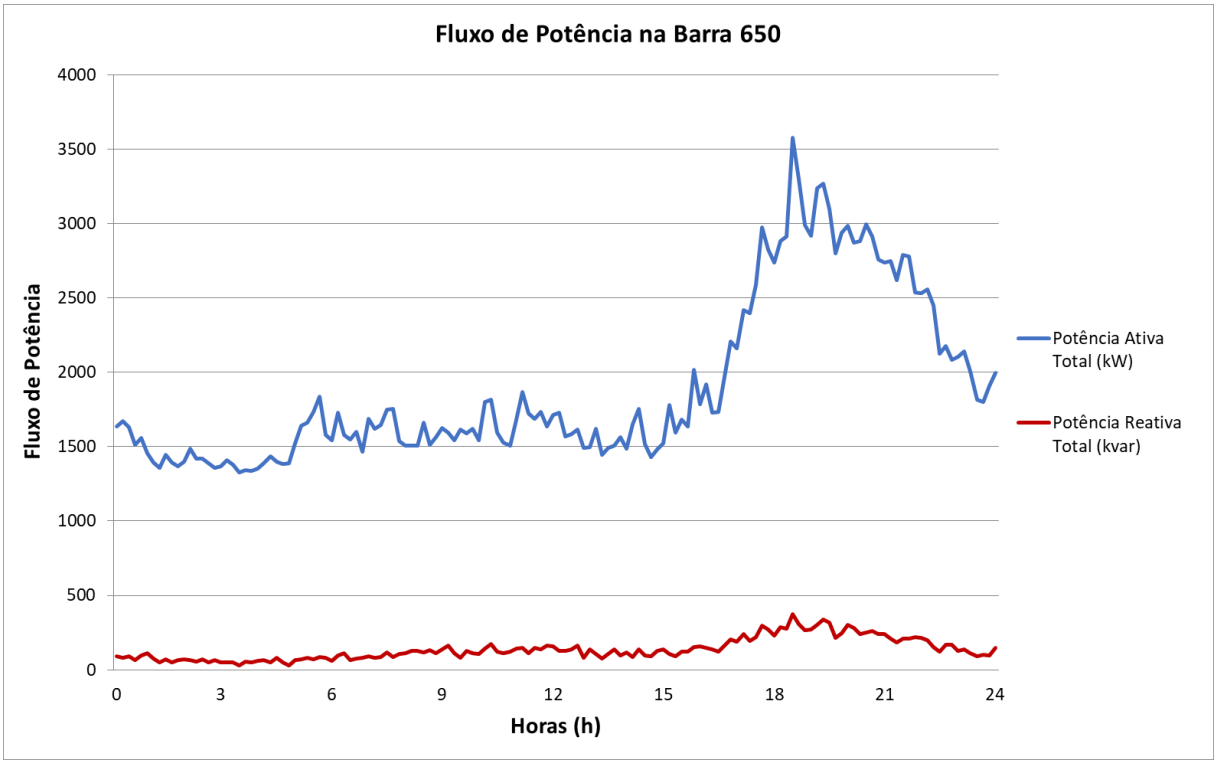
FONTE: OS AUTORES (2018).

FIGURA 28 - FLUXO DE POTÊNCIA NA BARRA 634



FONTE: OS AUTORES (2018).

FIGURA 29 - FLUXO DE POTÊNCIA NA BARRA 650



FONTE: OS AUTORES (2018).

É possível inferir, através dos gráficos de fluxo de potência das barras 634 e 650, que o período entre 18:00 e 21:00 é o que concentra o pico de demanda energética do sistema. Convém ressaltar que as fases das curvas de fluxo de potência foram somadas e, por esse motivo, os gráficos exibidos apresentam apenas uma curva referente a potência ativa e uma para potência reativa, e não uma curva diferente para cada fase.

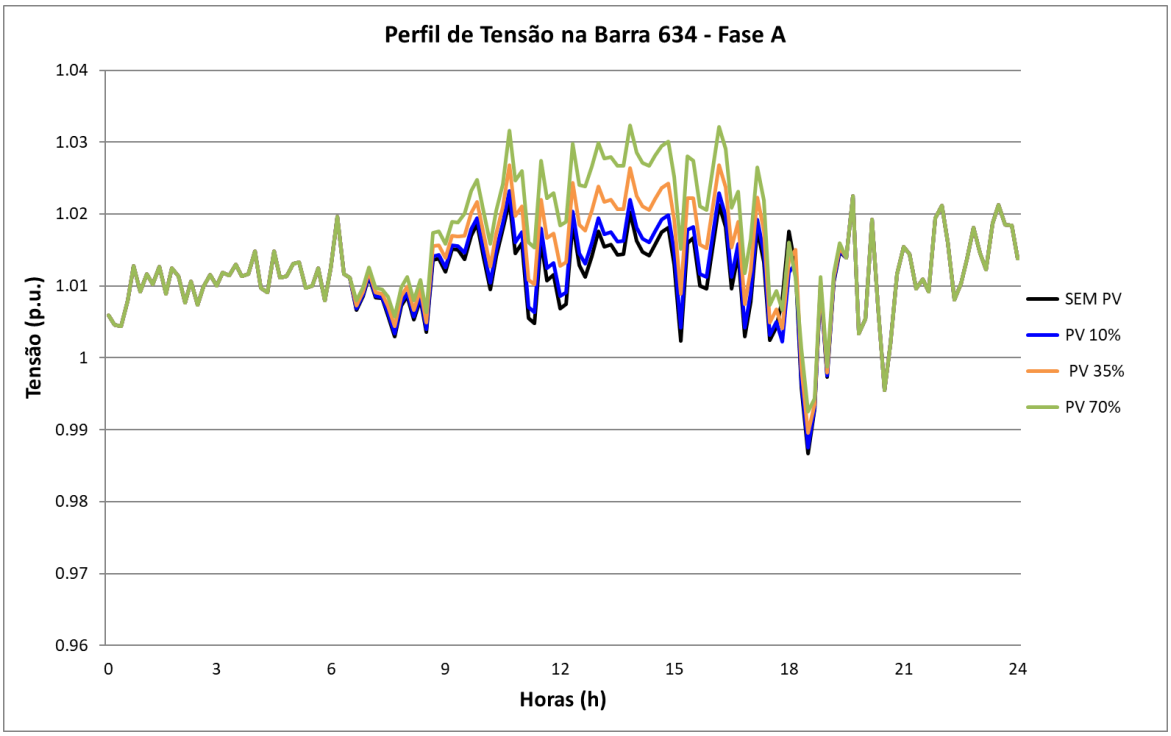
5.3.2 SIMULAÇÃO DO SISTEMA COM A INFLUÊNCIA DO SFV E SEM BESS

Após a análise do sistema de distribuição sem a presença do SFV e da bateria iniciou-se uma segunda etapa onde foi verificado o comportamento do perfil de tensão e do fluxo de potência da barra 634 quando o sistema fotovoltaico foi conectado na mesma.

A FIGURA 30, FIGURA 31 e FIGURA 32 mostram o comportamento do perfil de tensão nas três fases da barra 634 de acordo com a variação de penetração de SFV e, observa-se que para maiores níveis de penetrações de SFV ocorre uma elevação

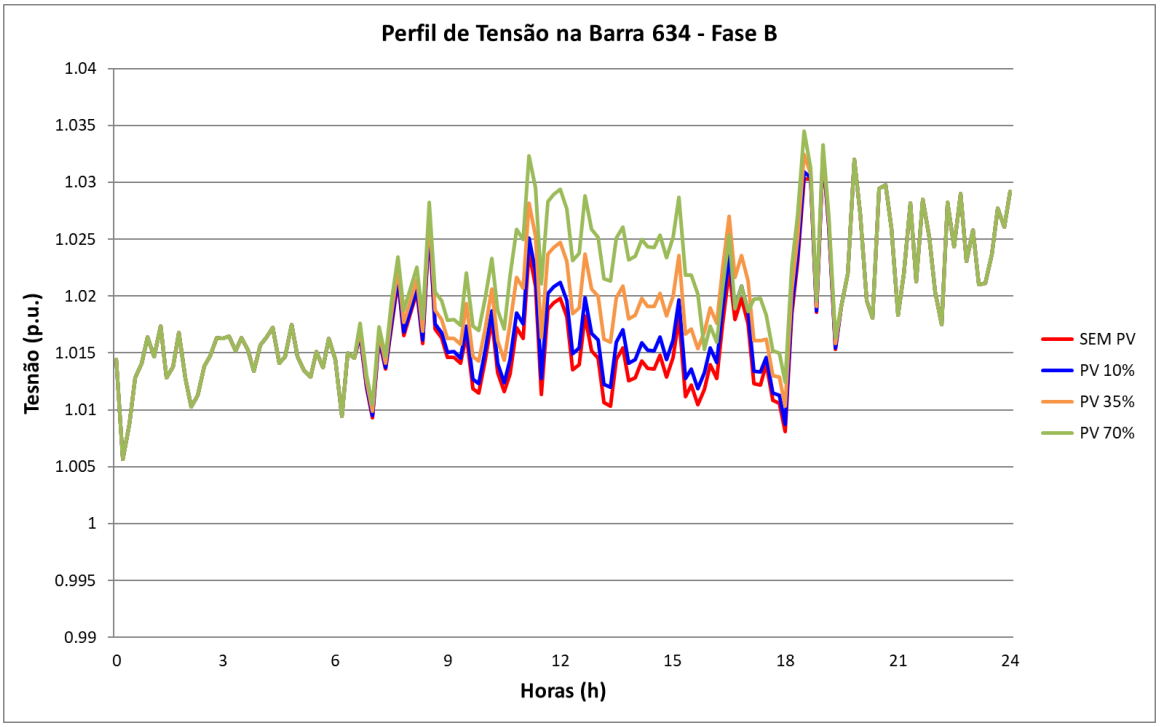
nos níveis de tensão das três fases presentes no sistema no mesmo período de tempo onde o sistema fotovoltaico está ativo, ou seja, por volta das 07:00 até 19:00.

FIGURA 30 - PERFIL DE TENSÃO NA BARRA 634 COM SFV E SEM BESS – FASE A



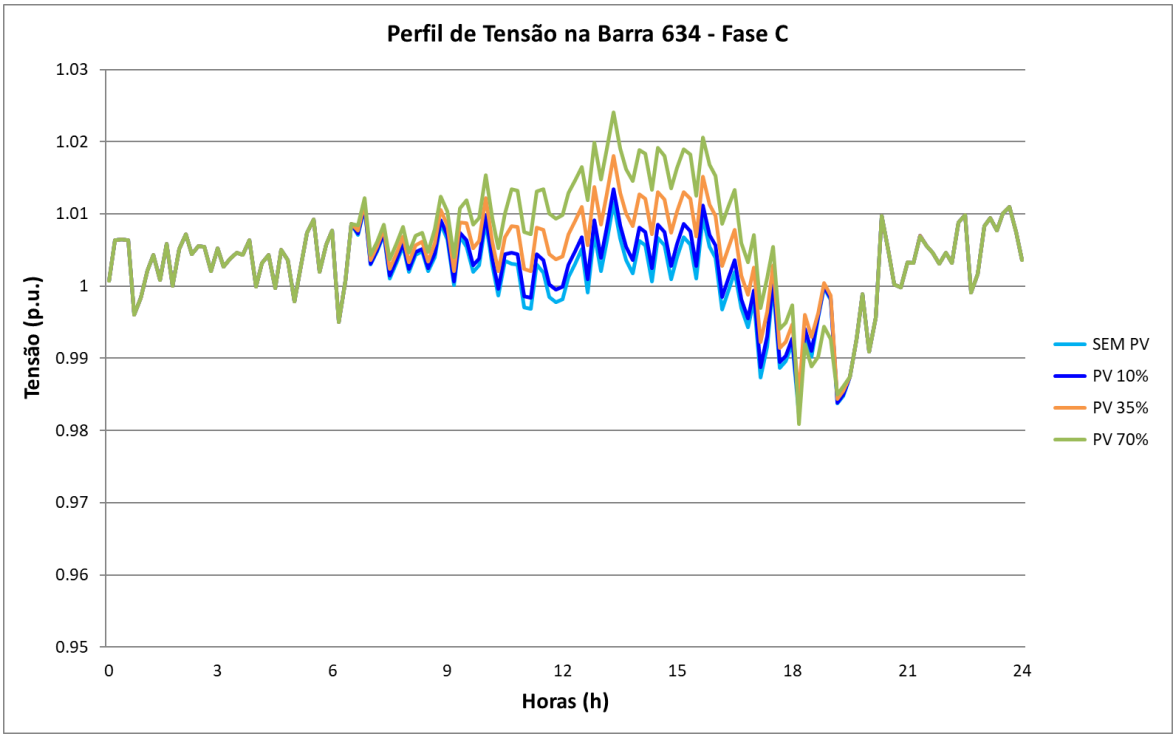
FONTE: OS AUTORES (2018).

FIGURA 31 - PERFIL DE TENSÃO NA BARRA 634 COM SFV E SEM BESS – FASE B



FONTE: OS AUTORES (2018).

FIGURA 32 - PERFIL DE TENSÃO NA BARRA 634 COM SFV E SEM BESS – FASE C

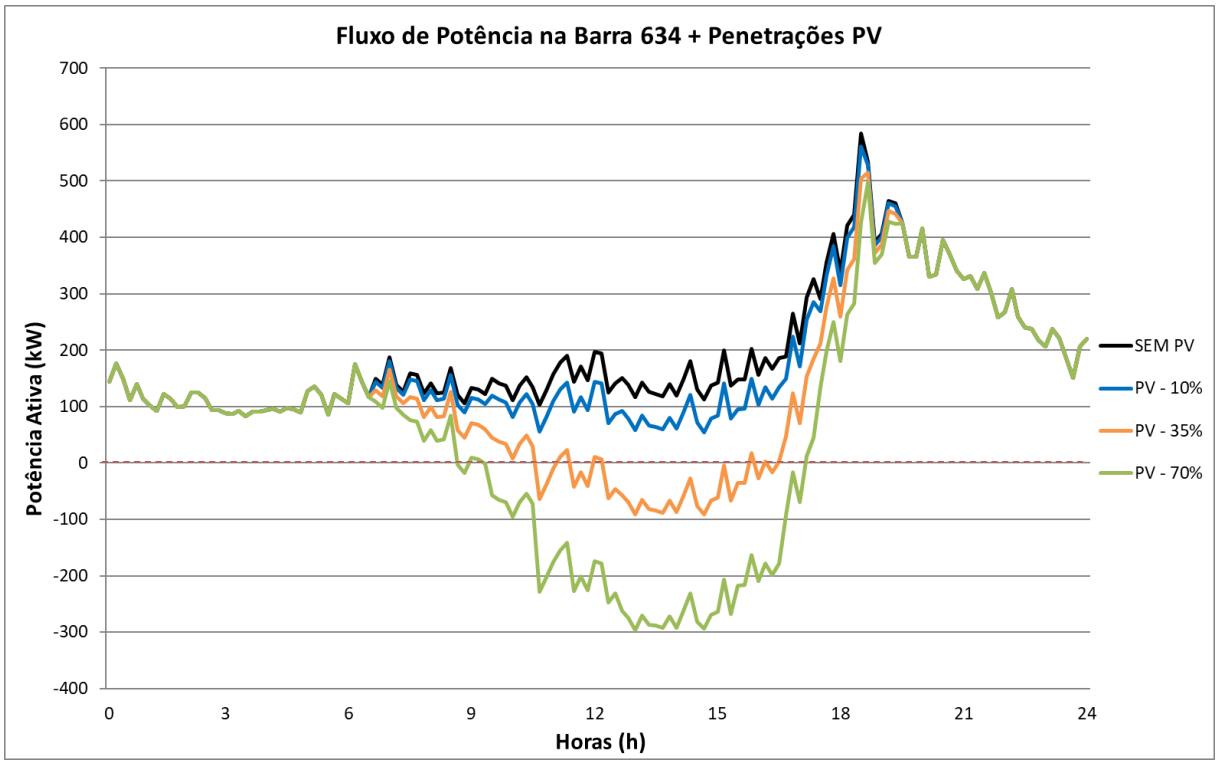


FONTE: OS AUTORES (2018).

A FIGURA 33 evidenciou a ação do SFV no fluxo de potência da barra 634. Nota-se que entre o período de, aproximadamente 07:00 até 19:00, onde existe a geração de energia por meio do SFV, há uma diminuição nos níveis de fluxo de potência e, essa atenuação nos valores de fluxo é maior a medida que o nível de penetração de SFV aumenta.

Observa-se que para um baixo nível de penetração fotovoltaica (10%) não há fluxo negativo. Em nenhum momento do dia a curva do fluxo de potência na barra 634 com o SFV de baixa penetração conseguiu, com a sua capacidade de geração, ultrapassar os valores da demanda da carga. Por outro lado, as curvas de fluxo de potência de média (35%) e alta penetração (70%) obtiveram valores de geração de energia maiores que a demanda da carga, principalmente no período que se estende de, aproximadamente 12:00 as 16:00, possibilitando a visualização do fluxo negativo no gráfico da FIGURA 33. Convém ressaltar que o fluxo negativo visualizado se justifica devido ao fato do pico de geração do SFV não ser o mesmo do pico de demanda da carga.

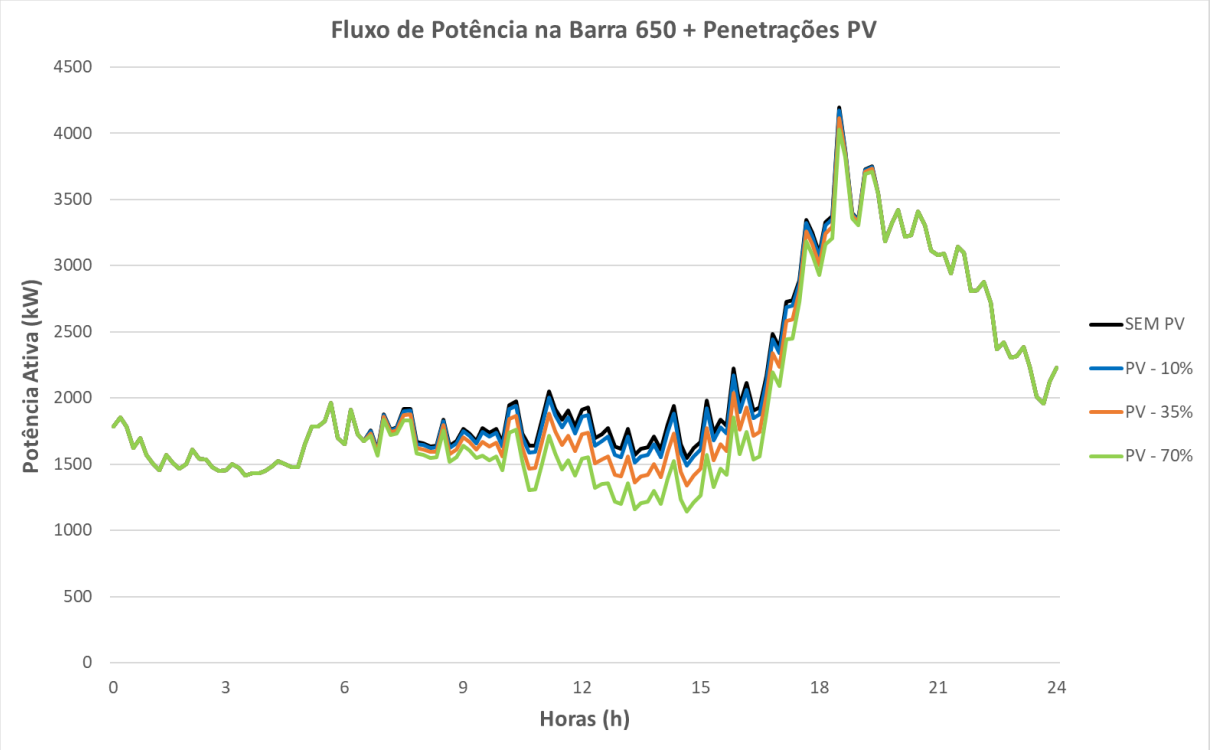
FIGURA 33 - FLUXO DE POTÊNCIA NA BARRA 634 COM SFV E SEM BESS



FONTE: OS AUTORES (2018).

Analisou-se também o impacto, relacionado ao fluxo de potência, causado na barra 650 pela implantação do SFV na rede de distribuição de BT (barra 634) mostrado na FIGURA 34. Nota-se que, assim como na barra 634, por volta de 07:00 até cerca de 19:00, período de atividade do SFV, também há uma diminuição nos níveis de fluxo de potência presentes na barra 650. Contudo, independentemente do nível da penetração do SFV, não se verificou momentos de fluxo negativo.

FIGURA 34 - FLUXO DE POTÊNCIA NA BARRA 650 COM SFV E SEM BESS



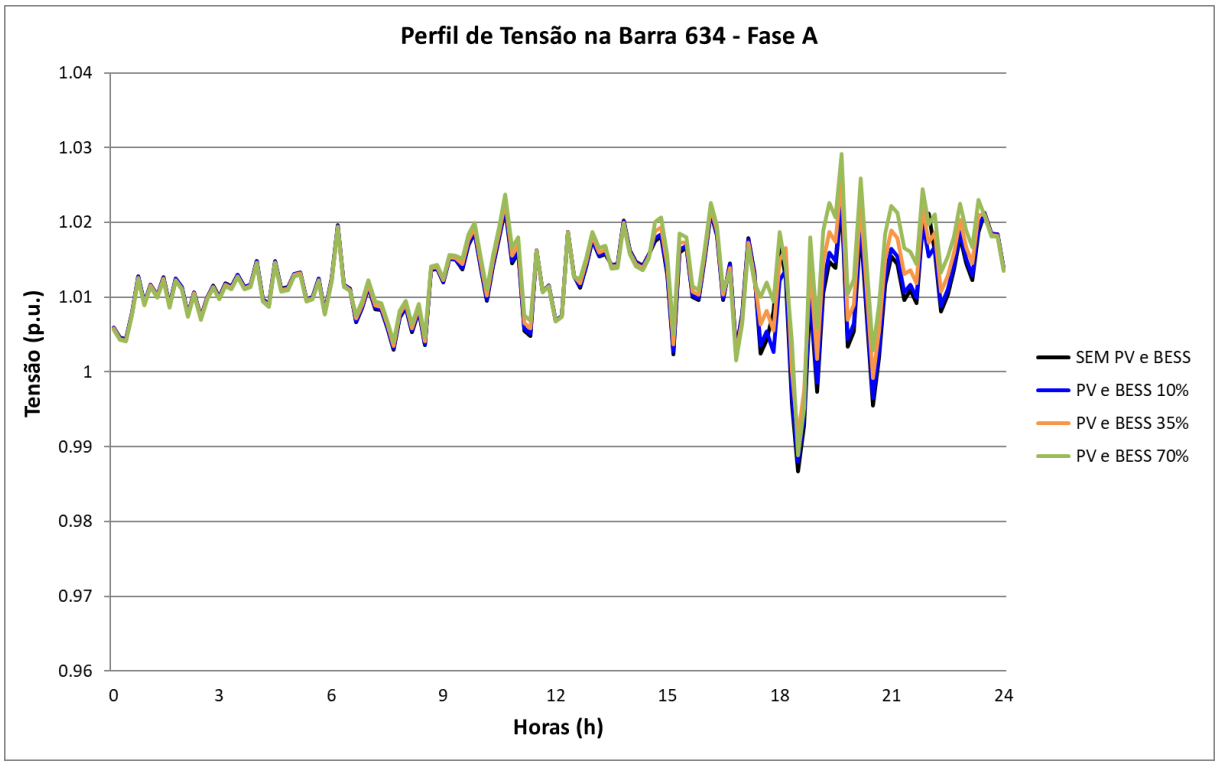
FONTE: OS AUTORES (2018).

5.3.3 SIMULAÇÃO COM A INFLUÊNCIA DO SFV E BESS

A análise das simulações realizadas no OpenDSS para o caso 5.3.2 em que a MG estava conectada na rede de distribuição do IEEE com o SFV presente e sem a implantação da bateria evidenciou alguns casos, como o fluxo de potência negativo, que surgiram à medida que o nível de penetração aumentou.

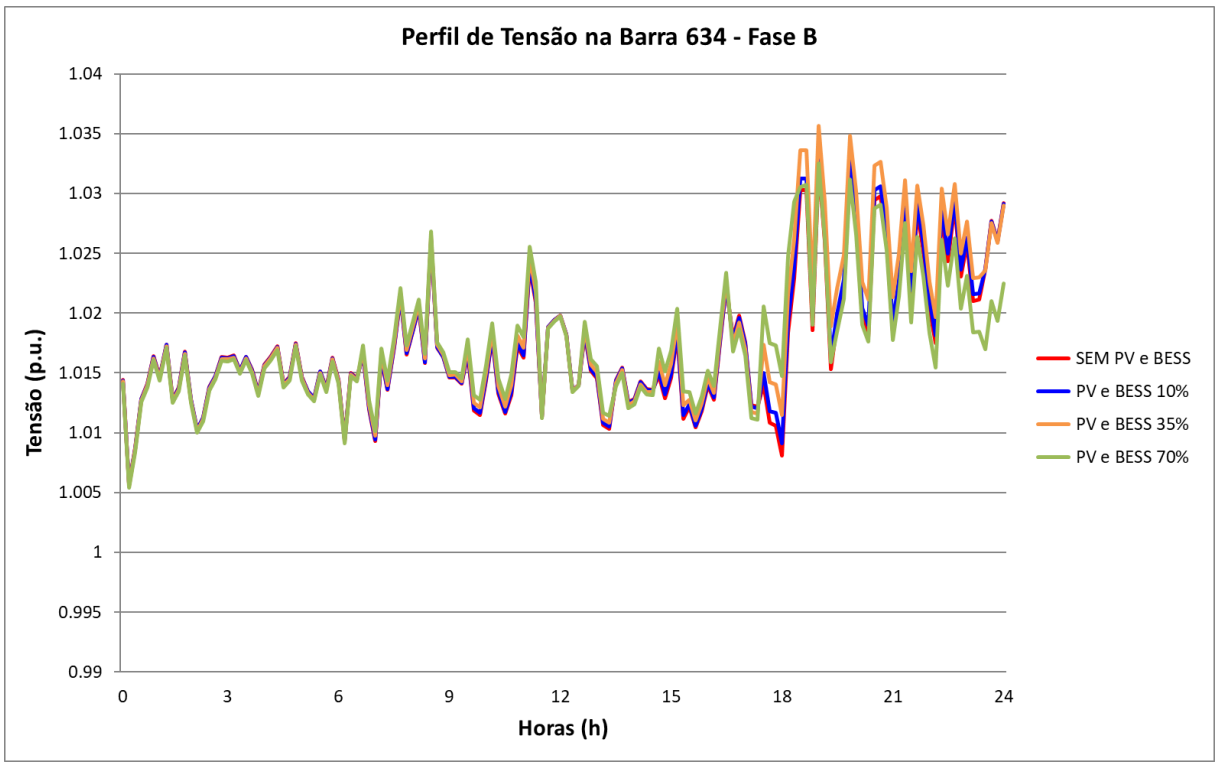
A bateria foi modelada e acoplada a MG conectada na rede de distribuição do IEEE 13 barras. Após esse procedimento houve a verificação do perfil de tensão das três fases da barra que abrigou os elementos da microrrede (barra 634) e do fluxo de potência da mesma. Diferentemente do observado no capítulo 5.3.2, a FIGURA 35, FIGURA 36 e FIGURA 37 revelam que a sobretensão que ocorria a medida que o nível de penetração de SFV aumentava, no período de, aproximadamente, 07:00 até 19:00 não acontece com a mesma intensidade no caso em que a bateria está presente.

FIGURA 35 - PERFIL DE TENSÃO NA BARRA 634 COM SFV E BESS – FASE A



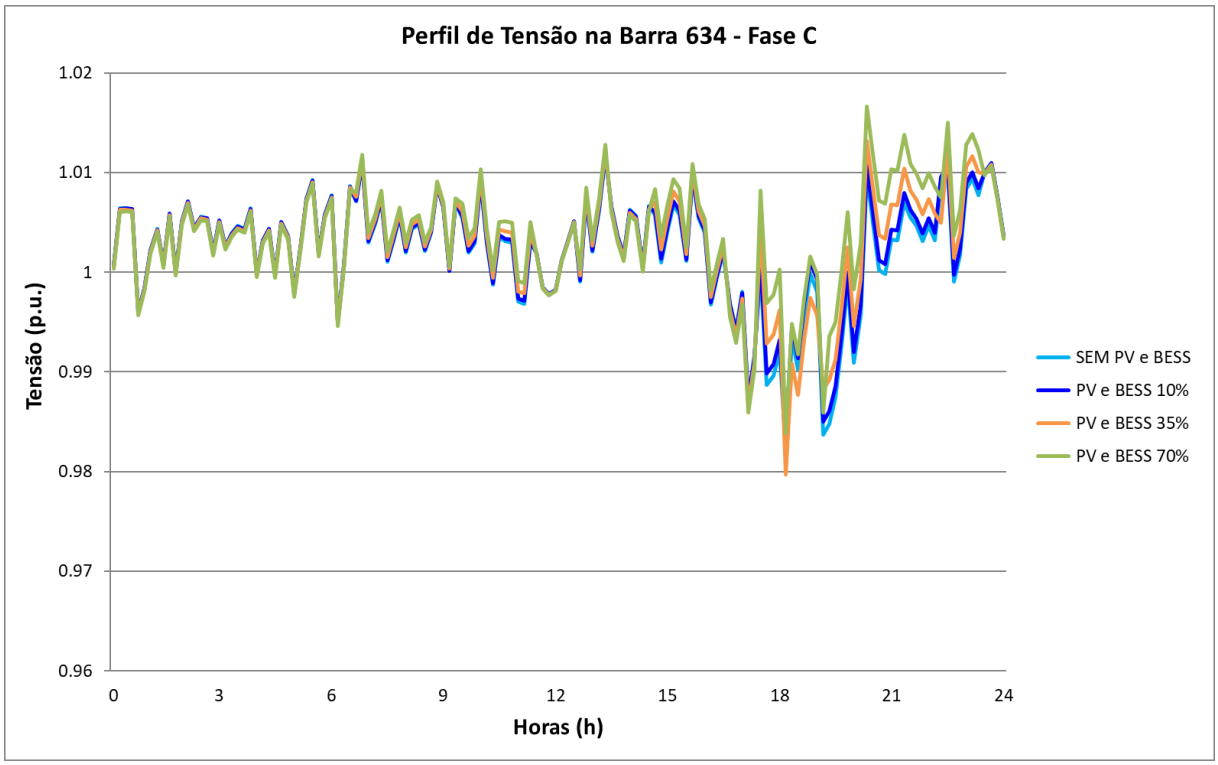
FONTE: OS AUTORES (2018).

FIGURA 36 - PERFIL DE TENSÃO NA BARRA 634 COM SFV E BESS – FASE B



FONTE: OS AUTORES (2018).

FIGURA 37 - PERFIL DE TENSÃO NA BARRA 634 COM SFV E BESS – FASE C

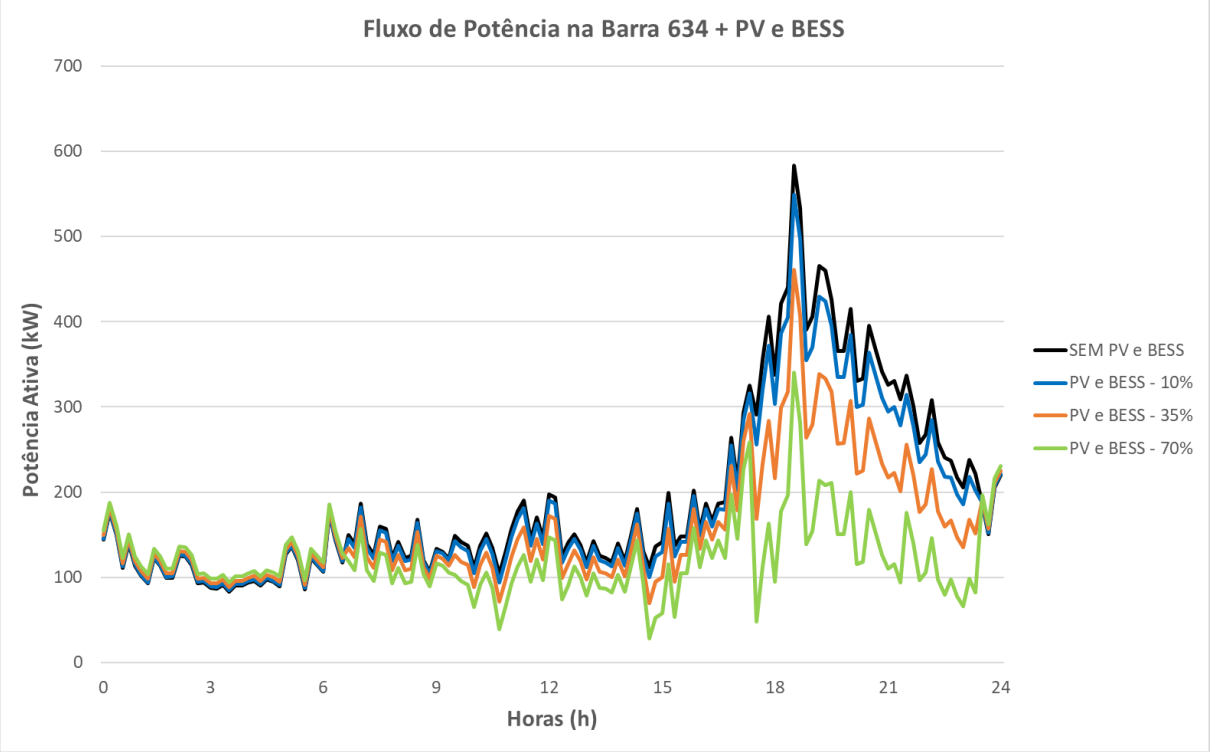


FONTE: OS AUTORES (2018).

Nota-se na FIGURA 38 o fluxo de potência existente na barra 634 da MG e, nesse caso, com todos os elementos da MG conectados e ativos (SFV e BESS) na mesma. Observa-se que, nesse caso, o fluxo negativo resultante dos níveis de média (35%) e alta (70%) penetração de SFV e BESS presente no caso do capítulo 5.3.2 não se verifica. A inserção da bateria faz com que nos momentos que o SFV se encontra ativo e produzindo uma quantidade de energia superior a demanda da carga (12:00 até 16:00) e, consequentemente, resultando em um excedente energético, ocorra o armazenamento desse sobressalente de energia.

O BESS presente nesse cenário, além de evitar o fluxo negativo, possui a função de suavizar o pico de demanda da carga. Essa ação se concretiza devido a energia disponível na bateria após o armazenamento de parte da energia gerada pelo sistema fotovoltaico. A FIGURA 38 evidencia que o aumento da penetração do SFV na MG conectada ao sistema de distribuição influencia diretamente na diminuição do pico de demanda da carga, ou seja, para o caso de 70% de penetração verifica-se a maior atenuação do pico de demanda.

FIGURA 38 - FLUXO DE POTÊNCIA NA BARRA 634 COM SFV E BESS



FONTE: OS AUTORES (2018).

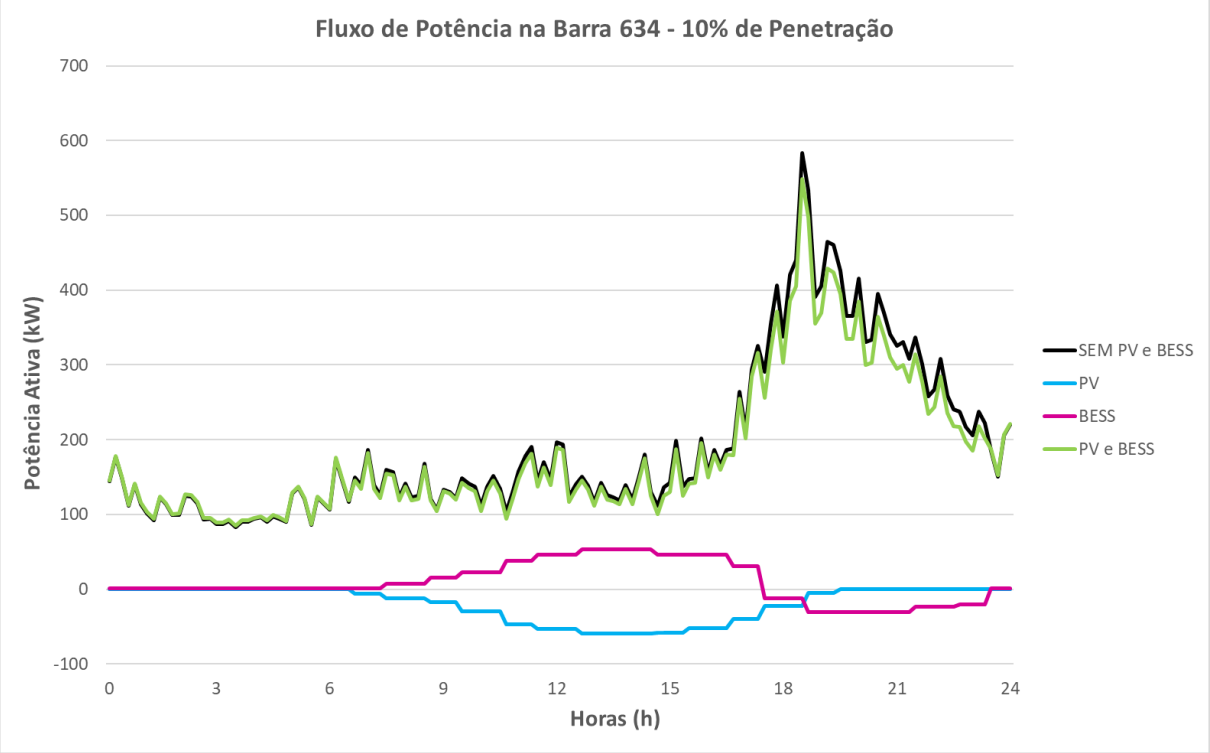
A FIGURA 39, FIGURA 40 e FIGURA 41 apresentam detalhadamente o comportamento separado do fluxo de potência na barra 634 para cada nível de penetração do SFV (10%, 35% e 70%). Os gráficos explicitam a influência da geração do SFV e da capacidade do BESS de evitar o fluxo negativo e em ser responsável por diminuir o pico de demanda.

Para uma penetração de 10% de SFV e BESS é possível observar que a geração e o armazenamento é baixo e por isso há uma diminuição ínfima no pico de demanda da carga. O aumento da penetração para 35% e, posteriormente para 70% de SFV e BESS faz com que seja possível notar o aumento na geração de energia e também do armazenamento da mesma, resultando assim em uma diminuição cada vez maior do pico da demanda.

Convém ressaltar que a energia armazenada pela bateria não é completamente utilizada no período de maior necessidade da carga. Isso ocorre devido ao controle da bateria, no cenário onde a MG está conectada na rede de distribuição, ser feito manualmente e, consequentemente, ser realizado de modo a evitar o fluxo negativo causado pelo SFV, uma vez que o fluxo negativo verificado significa um aumento nos níveis de tensão das fases da barra 634. Dessa maneira,

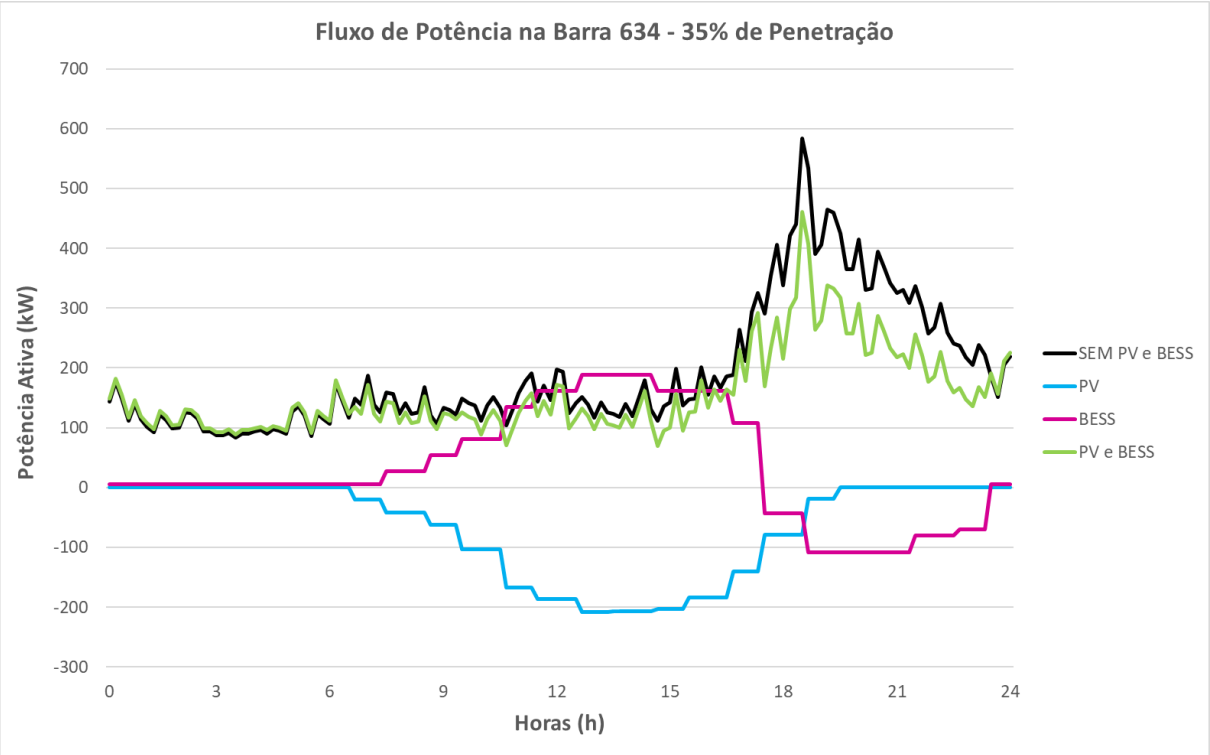
alterações no controle visando uma descarga maior da energia da bateria resulta no reaparecimento de fluxo negativo. Outro ponto a ser considerado para a não utilização integral da energia da bateria é a necessidade de manter uma reserva energética na bateria, visando zelar pela vida útil da mesma.

FIGURA 39 - FLUXO DE POTÊNCIA NA BARRA 634 COM SFV E BESS – 10% DE PENETRAÇÃO



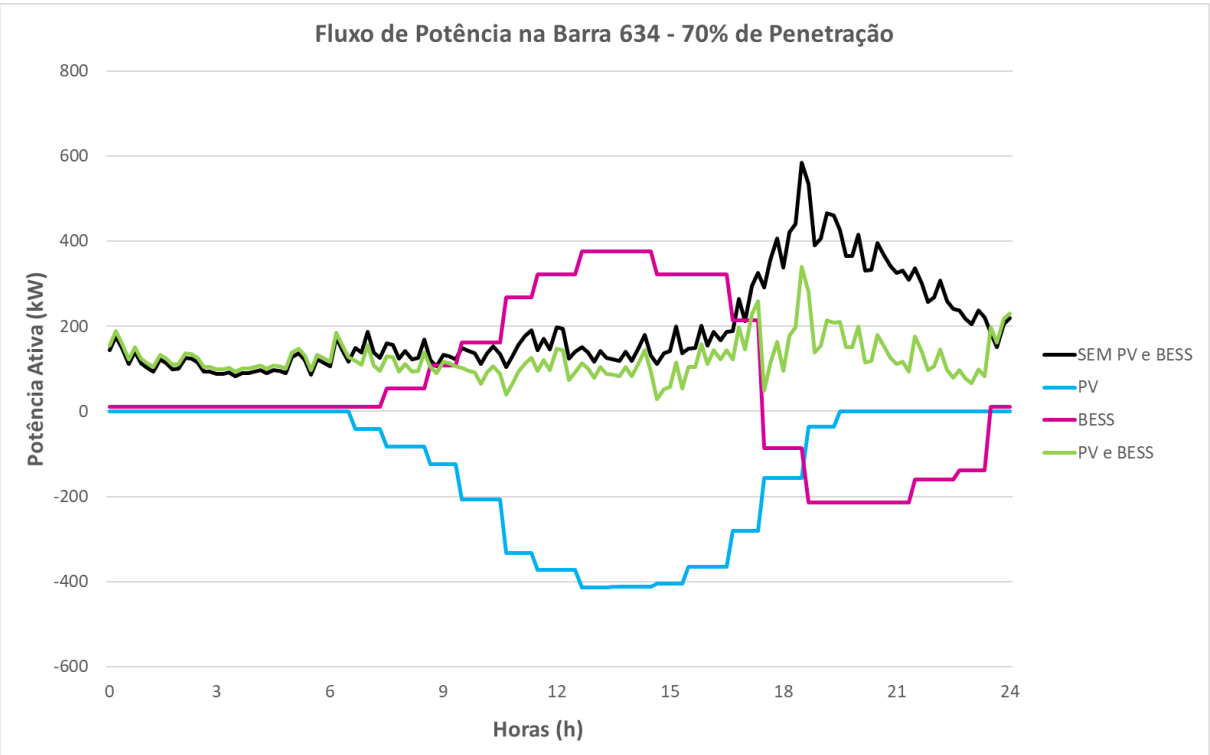
FONTE: OS AUTORES (2018).

FIGURA 40 - FLUXO DE POTÊNCIA NA BARRA 634 COM SFV E BESS – 35% DE PENETRAÇÃO



FONTE: OS AUTORES (2018).

FIGURA 41 - FLUXO DE POTÊNCIA NA BARRA 634 COM SFV E BESS – 70% DE PENETRAÇÃO

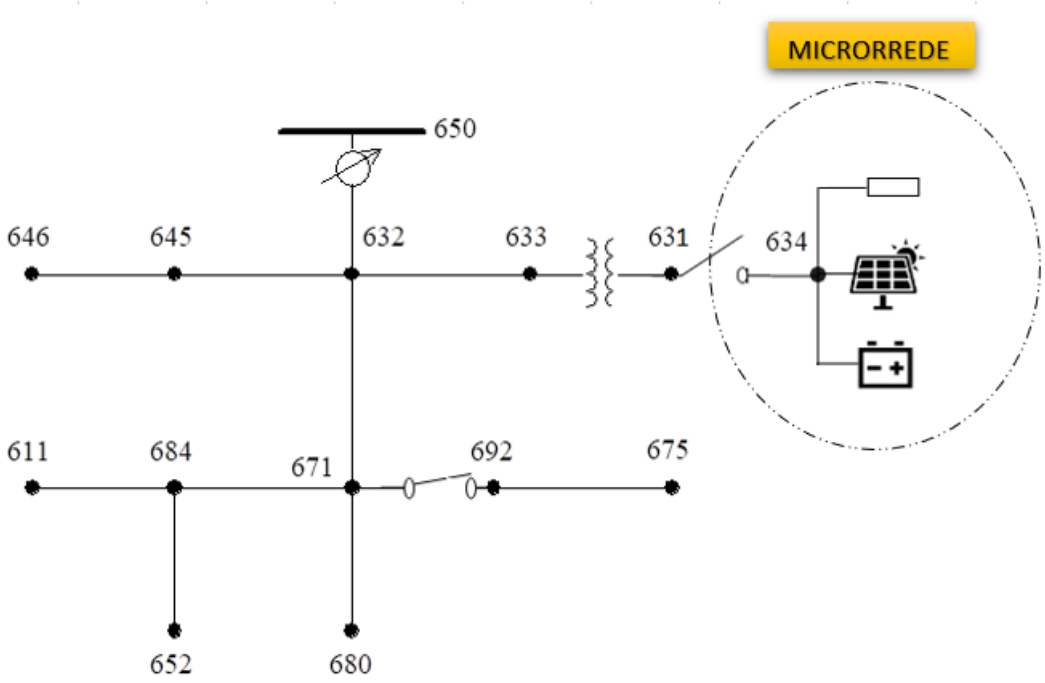


FONTE: OS AUTORES (2018).

5.4 MICRORREDE DESCONECTADA DA REDE

Após as análises da MG conectada na rede de distribuição terem sido finalizadas, abriu-se a chave permitindo a verificação do comportamento da MG em modo desconectado da rede e, além disso, observou-se as alterações presentes na rede teste de distribuição do IEEE, através da barra 650, uma vez que, a carga localizada na barra 634 não estaria fazendo parte do sistema. A estrutura simulada no OpenDSS é detalhada na FIGURA 42.

FIGURA 42 - MICRORREDE EM MODO DESCONECTADO



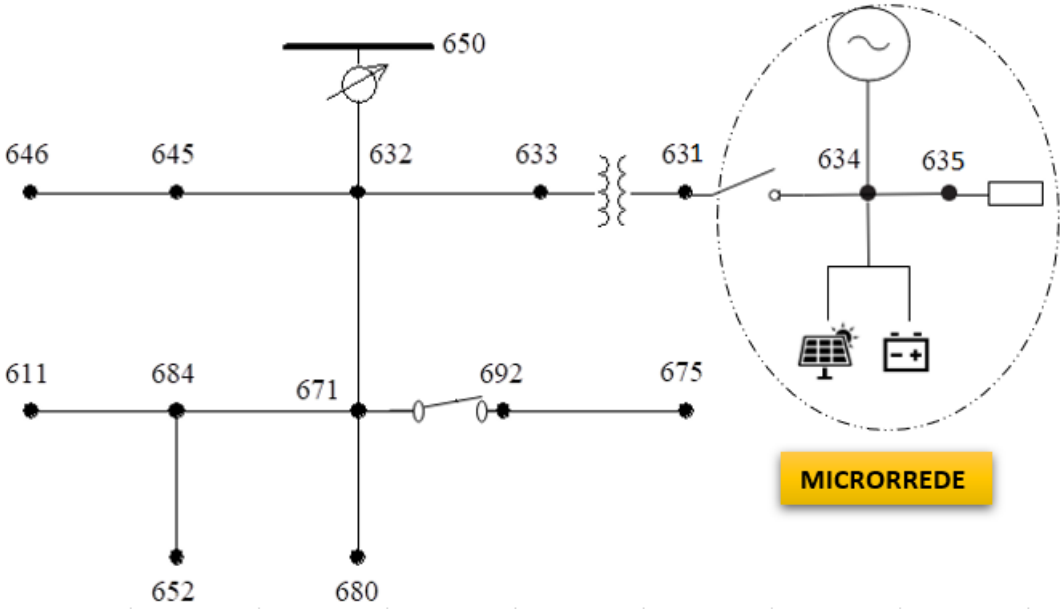
FONTE: ADAPTADO DE RESOURCES | PES TEST FEEDER [s.d.].

As simulações ficaram comprometidas após a abertura da chave, localizada entre as barras 631 e 634, devido a ausência da barra de referência e, consequentemente, as simulações envolvendo o fluxo de potência na MG resultavam em um valor igual a zero. Os elementos SFV, BESS e geradores são representados como cargas negativas no OpenDSS e, como cargas negativas elas não conseguem fornecer corrente elétrica suficiente para excitar o sistema desconectado da rede principal.

Incluiu-se uma fonte de tensão (*VSource*) na barra 634 com o intuito de “ativar” os elementos (SFV e BESS) da microrrede e, após esse procedimento, constatou-se

que a bateria e o sistema fotovoltaico passaram a operar normalmente. A análise do fluxo de potência da MG continuou comprometido, visto que a microrrede estava estruturada em apenas uma barra e as simulações no OpenDSS do presente trabalho foram realizadas na linha da barra de interesse. Adicionou-se então uma nova barra ao sistema da MG, com o intuito de realizar a medição do fluxo de potência. A barra 634 seguiu abrigando o SFV e BESS, contudo houve a realocação da carga da barra 634 para a nova barra, nomeada de 635. A FIGURA 43 explicita como ficou a estrutura após a inserção do *VSource* e da nova barra 635.

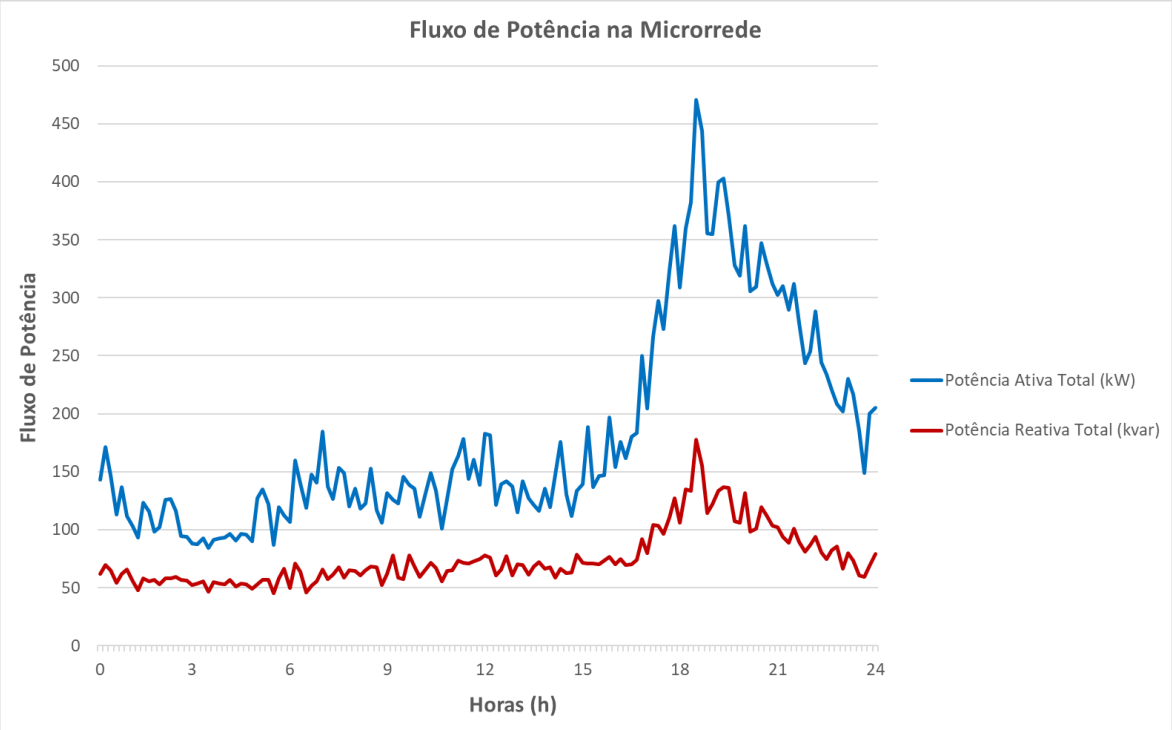
FIGURA 43 - ADAPTAÇÃO NA MICRORREDE EM MODO DESCONECTADO



FONTE: ADAPTADO DE RESOURCES | PES TEST FEEDER [s.d.].

O fluxo de potência entre a barra 634 e 635 passou a existir e pode ser visualizado na FIGURA 44. Devido a dificuldade de determinar, através de *scripts* no programa executável autônomo do OpenDSS, um momento exato para a chave abrir e, consequentemente fazer com que a MG operasse de maneira desconectada da rede, foi realizado um balanço energético levando em consideração a capacidade de geração do SFV e da bateria simulados no OpenDSS.

FIGURA 44 – FLUXO DE POTÊNCIA NA MICRORREDE

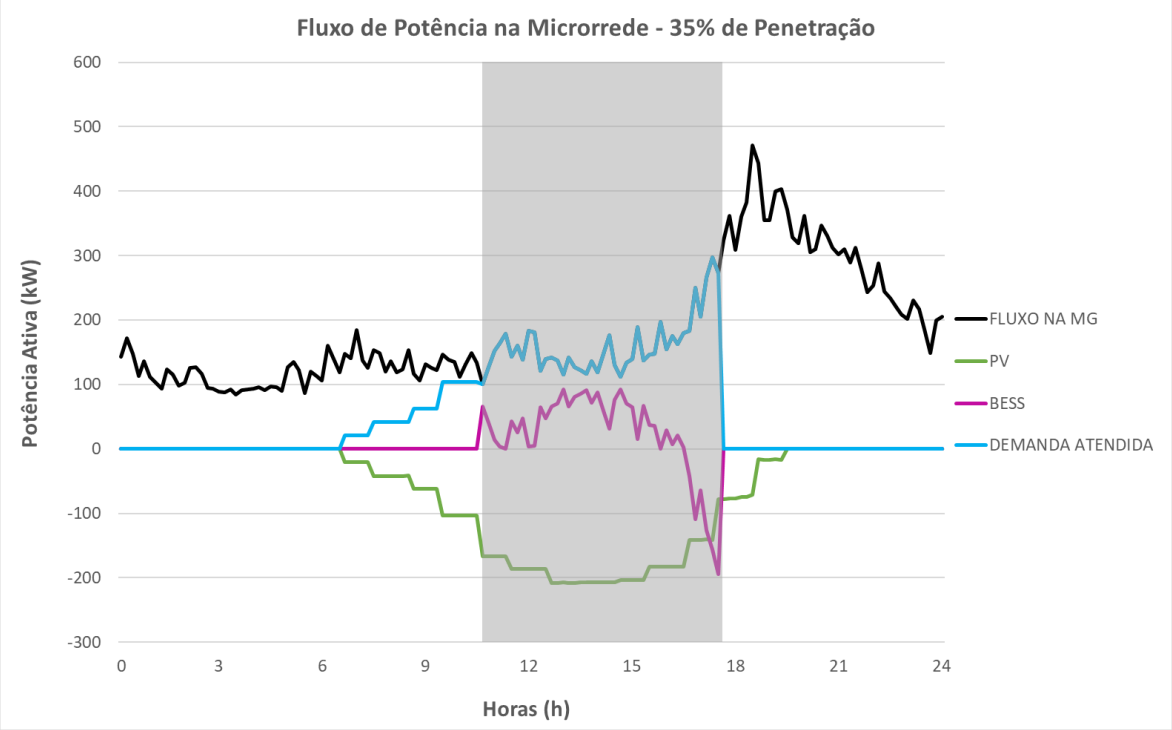


FONTE: OS AUTORES (2018).

Para o balanço energético o controle da bateria deixou de ser manual, como no capítulo 5.3.3, e passou a ser um controle que segue a demanda da carga. Esse novo modo de controle foi aplicado com o intuito de capacitar a bateria para armazenar apenas o excedente de energia gerada pelo SFV no seu horário de funcionamento (07:00 até 19:00) e, com isso, deixar evidente o período de tempo que o SFV em conjunto com a bateria conseguem atender por completo a demanda da carga, ou seja, do momento que a MG passa a ser operacional em modo desconectado da rede principal até o instante que o excedente armazenado pela bateria é utilizado por completo e, consequentemente, a MG deixa de ser autossuficiente.

O caso com baixa penetração (10%) de SFV não foi verificado devido a nenhum momento do dia haver um excedente de energia, uma vez que a energia gerada pelo sistema fotovoltaico não ultrapassa a demanda da carga e, com isso, impossibilitando o atendimento a carga durante todo o dia. As análises relacionadas ao período de operação da MG foram realizadas apenas para os cenários de média (35%) e alta (70%) penetração de SFV, como pode ser verificado na FIGURA 45 e na FIGURA 46.

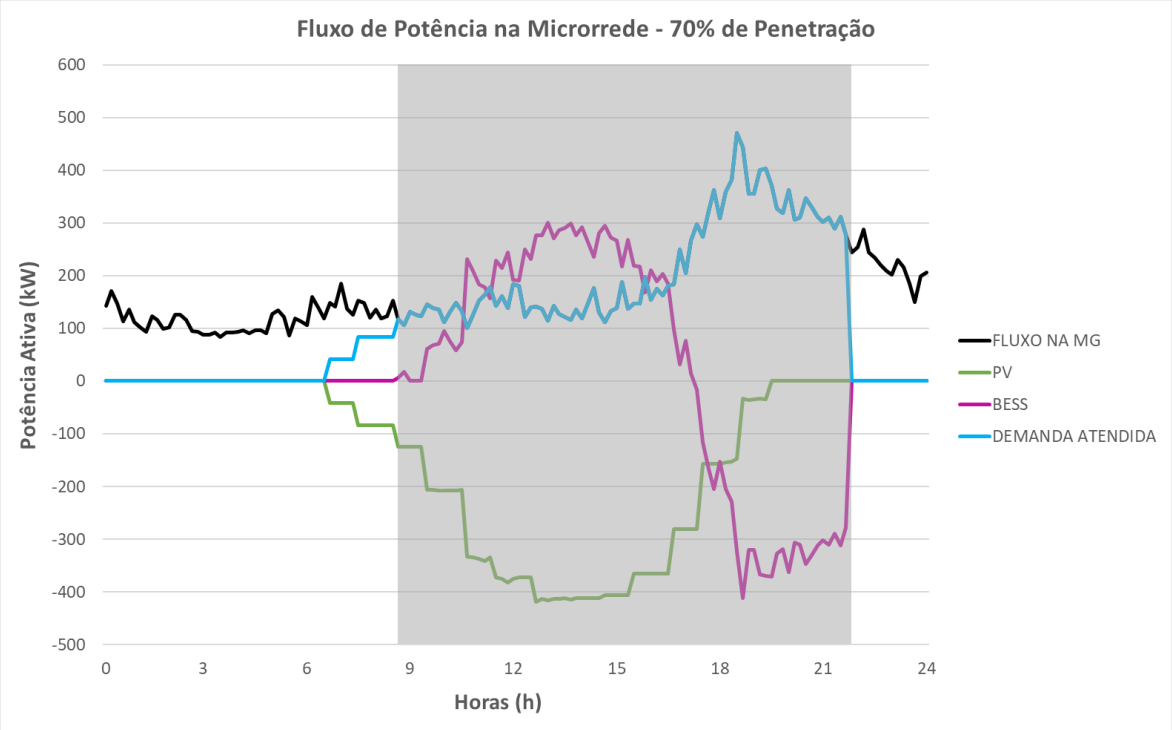
FIGURA 45 – PERÍODO OPERACIONAL DA MICRORREDE – 35% DE PENETRAÇÃO



FONTE: OS AUTORES (2018).

A FIGURA 45 evidencia, através da área hachurada no gráfico, o período de tempo que se estende das 10:30 até próximo das 18:00 em que a MG consegue ser autossuficiente e suprir a demanda da carga por completo. Nota-se que o SFV consegue atender a carga e gerar energia sobressalente no período de 10:30 até cerca de 16:30. A partir de 16:30 o SFV não consegue mais abastecer a carga integralmente e, consequentemente, gerar excedente de energia para a bateria, contudo a bateria entra em ação fornecendo a energia que ela havia armazenado aumentando o período operacional e de independência da MG em modo desconectado da rede principal até as 18:00.

FIGURA 46 – PERÍODO DE OPERAÇÃO DA MICRORREDE – 70% DE PENETRAÇÃO

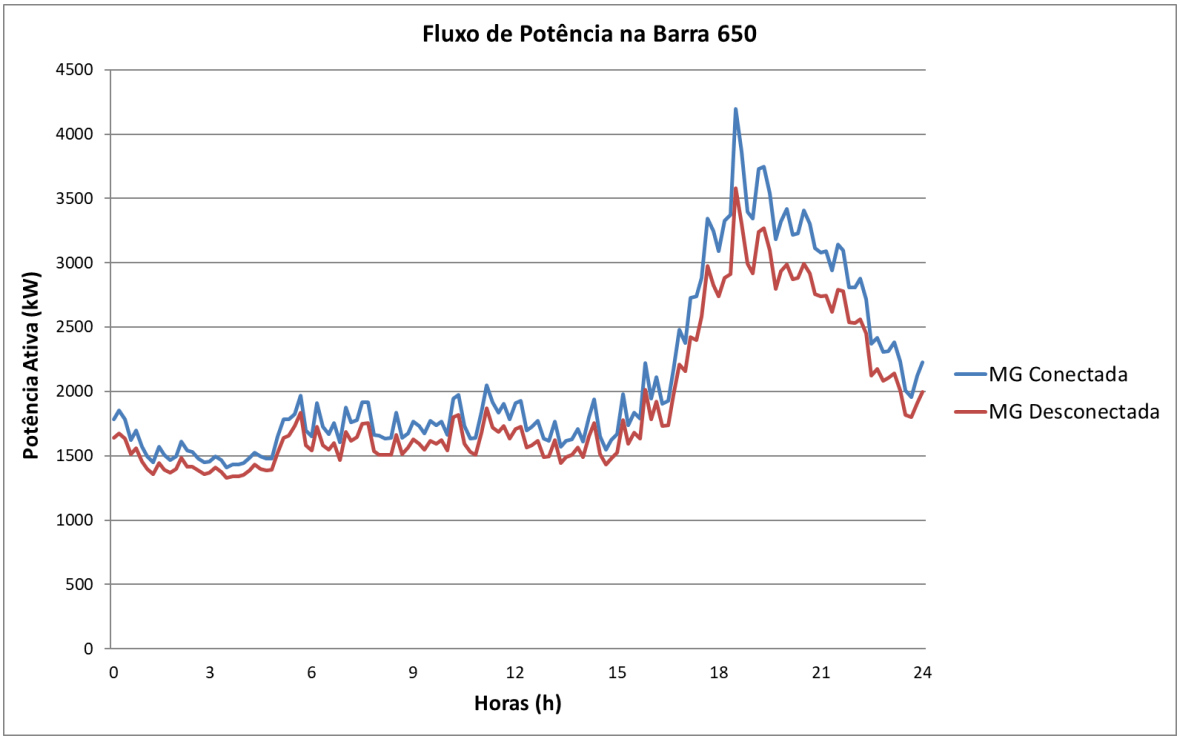


FONTE: OS AUTORES (2018).

A FIGURA 46 explicita, por meio da área sinalizada no gráfico, o período de tempo que se estende de, aproximadamente, 08:30 até 22:00 em que a MG consegue ser independente e abastecer a demanda da carga integralmente. Observa-se que o SFV consegue suprir a carga e gerar energia sobressalente no período de 08:30 até cerca de 17:30. De 17:30 em diante o SFV diminui a sua capacidade de geração devido a redução da incidência de raios solares nos painéis e, com isso, não consegue suprir a carga por completo e, consequentemente, gerar excedente de energia para a bateria, entretanto a bateria começa a fornecer a energia que havia armazenado ampliando o período operacional da MG desconectada da rede até as 22:00.

Analisou-se a barra 650 da rede de distribuição fornecida pelo IEEE no momento que a MG estava operando em modo desconectado da rede com o intuito de observar o seu comportamento, em relação a fluxo de potência e, após isso, foi plotado um gráfico (FIGURA 47) que mostra, comparativamente, as diferenças nas curvas de fluxo de potência na barra 650 quando a MG está conectada e desconectada da rede.

FIGURA 47 – COMPARATIVO DO FLUXO DE POTÊNCIA NA BARRA 650



FONTE: OS AUTORES (2018).

Nota-se, observando a FIGURA 47, uma atenuação nos níveis de potência ativa quando a MG está no modo desconectado da rede de distribuição. A diminuição ocorre devido a ausência da carga da microrrede no momento em que há a abertura da chave e, portanto, a rede de distribuição não é mais responsável por abastecer essa carga.

5.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

A inserção indiscriminada de SFV em um rede de distribuição pode causar efeitos indesejados, como o aumento nos níveis de tensão do sistema durante um grande intervalo de tempo. Nota-se, portanto, que após a implantação de uma bateria, capaz de armazenar a energia excedente gerada pelo SFV de média e alta penetração no período de tempo discutido, existe a eliminação do fluxo negativo observado. A inserção do sistema de armazenamento na MG foi fundamental para evitar situações de sobretensão no sistema de distribuição submetido a altos níveis de penetração de SFV.

6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Começando pelo *software* MATPOWER, foi concluído que de acordo com os resultados das simulações do sistema de distribuição teste do IEEE de 13 barras que foram encontrados, fica evidente que quando utilizamos o MATPOWER para simulações e modelagem de sistemas de distribuição trifásicos a ferramenta possui uma grande limitação e dificuldade de simular o sistema. Mesmo que se converta o sistema trifásico em um sistema monofásico equivalente, as limitações continuam.

Essa conversão além de ser muito demorada, ainda assim não atinge o resultado esperado, e com uma diferença de resultado extremamente grande, ou seja, fazendo com que se perca muito tempo para realizar a simulação e ainda assim não chegando ao resultado esperado.

O MATPOWER não foi desenvolvido para realizar simulações de sistemas trifásicos e nem sistemas desequilibrados. Isso fica evidente nos resultados quando o comportamento que o MATPOWER fornece, não é o que realmente acontece no sistema. No caso desse sistema, ele mostra que um sistema desequilibrado não tem perdas nas cargas, o que é impossível acontecer em um sistema real.

Como também foi dito no capítulo 5.1.3, os dados apresentados que o MATPOWER fornece através de suas simulações, mostrou ser inviável a continuação das simulações e modelagem de uma microrrede trifásica, pois como dito anteriormente no capitulo 5.1.3, irão existir erros nos resultados das simulações da MG, pelo fato de o MATPOWER não realizar simulação trifásica e mesmo com os ajustes para transformá-la em uma MG monofásica os resultados não iram satisfazer o objetivo do trabalho, pois será uma propagação de erros porque teremos os erros do sistema de distribuição aplicados na MG.

Outro problema identificado foi que, o MATPOWER não possui uma modelagem específica para sistemas fotovoltaicos e baterias, fazendo com que sejam realizados outros tipos de ajustes para a modelagem desses elementos, como por exemplo, considerar que o painel fotovoltaico fosse modelado no MATPOWER através de uma carga negativa no sistema, tornando assim um outro tipo de erro que será associado a microrrede.

A conclusão que podemos chegar com o *software* MATPOWER é que, ele não é uma ferramenta indicada para simulações de sistemas de distribuição, principalmente trifásico, uma vez que possui todas as dificuldades de realizar o

ajuste do sistema e ainda assim obter um resultado que não apresenta a realidade do sistema. Mas para situações e problemas de simulações de despacho econômico, fluxo de potência otimizado e para simulações em sistemas de transmissão, o MATPOWER é indicado, visto que consegue atender os requisitos dessas situações.

Por outro lado, o *software* OpenDSS foi responsável pela simulação de todo o sistema de distribuição teste de 13 barras disponibilizado pelo IEEE e pelas análises realizadas com uma microrrede acoplada a esse sistema de distribuição. Ficou evidente a capacidade dessa ferramenta computacional em trabalhar modelando, diferentemente do MATPOWER, o sistema de distribuição trifásico, SFVs, BESS e a chave responsável pela conexão e desconexão da MG.

O OpenDSS foi utilizado com o intuito de analisar a influência da MG conectada e desconectada da rede de distribuição, levando em consideração três diferentes cenários de penetração de SFVs. Para o caso em que a MG se encontra conectada na rede é de fundamental importância a presença da bateria para que se evite o fluxo negativo, que é maior a medida que a penetração de SFVs aumenta, e também para que no horário onde o consumo da carga é maior, a bateria entre em ação diminuindo esse pico de demanda.

No caso onde a MG se desconecta da rede de distribuição há uma dificuldade em simular o comportamento da mesma devido a ausência da barra de referência (*SWING*) e, com isso, o surgimento da necessidade de implantação de um *VSource* para que os elementos da MG voltem a funcionar na sua forma nominal. O contratempo nas simulações da MG desconectada se verifica devido ao assunto ainda ser relativamente recente e, com isso, não há a total adaptação do *software* para simulações e análises desses casos, contudo o OpenDSS está buscando se desenvolver nesse tema.

O usuário do OpenDSS pode esbarrar em alguns obstáculos se utilizar apenas a forma de programa executável autônomo do OpenDSS, ou seja, lançar mão apenas de *scripts* para realizar seus projetos e, como foi observado no presente trabalho, o controle da chave, elemento importante da MG, ficou comprometido evidenciando a necessidade de se utilizar outras formas de se administrar o OpenDSS, como é o caso da COM *interface*.

Algumas recomendações de trabalhos futuros são descritas abaixo:

- Análise de viabilidade econômica para a implantação da MG no sistema teste de distribuição do IEEE;
- Dimensionamento preciso dos elementos da MG (sistema fotovoltaico e baterias), utilizando informações reais para os parâmetros do SFV e BESS;
- Verificar aspectos de qualidade de energia (PRODIST – MÓDULO 8) no sistema de distribuição com a MG em modo conectado e desconectado;
- Fazer o dimensionamento de uma chave seccionadora real, que consiga suportar as correntes quando é realizada a conexão e desconexão da MG, através de cálculos de proteção de correntes em uma MG real ou protótipo, para a escolha de uma chave adequada.

REFERÊNCIAS

ANEEL - BIG - Banco de Informações de Geração. .Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: 31/8/2018.

ATIA, R.; YAMADA, N. Sizing and Analysis of Renewable Energy and Battery Systems in Residential Microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 7, n. 3, p. 1204–1213, 2016. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/ielx7/5165411/7456360/07399422.pdf?tp=&arnumber=7399422&isnumber=7456360%5Cnhttp://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=7399422&filter%3DAND%28p_IS_Number%3A7456360%29>. .

BORDONS, C.; GARCÍA-TORRES, F.; VALVERDE, L. Gestión Óptima de la Energía en Microrredes con Generación Renovable. **RIAI - Revista Iberoamericana de Automatica e Informatica Industrial**, v. 12, n. 2, p. 117–132, 2015.

CRESESB. Energia solar princípios e aplicações. **Centro de Referência para Energia Solar e Eólica**, p. 28, 2008. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_solar_2006.pdf>. .

DUGAN, R. C.; MONTENEGRO, D.; BALLANTI, A. Reference Guide: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS). **Electric Power Research Institute, Inc.**, , n. November, p. 1–177, 2018.

ENSSLIN, S. R.; ENSSLIN, L.; IMLAU, J. M.; CHAVES, L. C. Processo de mapeamento das publicações científicas de um tema: portfólio bibliográfico e análise bibliométrica sobre avaliação de desempenho de cooperativas de produção agropecuária. **Revista de Economia e Sociologia Rural**, v. 52, n. 3, p. 587–608, 2014. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-20032014000300010&lng=pt&tlng=pt>. .

EVANICH, C. The Value of Energy Storage in Microgrids. Disponível em: <https://microgridknowledge.com/value-energy-storage-microgrids/>. Acesso em: 31/8/2018.

FERREIRA, A.; KUNH, S. S.; FAGNANI, K. C.; et al. Economic overview of the use and production of photovoltaic solar energy in brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, n. April 2016, p. 181–191, 2018. Elsevier Ltd. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.102>. .

FITZGERALD, G.; MANDEL, J.; MORRIS, J.; TOUATI, H. The Economics of Battery

Energy Storage. **Rocky Mountain Institute**, , n. October, p. 41, 2015.

FREEDOM. .

GAZOLI, J. R.; VILLALVA, M. G.; GUERRA, J. Energia Solar Fotovoltaica - Introdução Capítulo IX Energia solar fotovoltaica – Introdução. , , n. January 2013, 2013.

Geração Distribuída - Informações Técnicas - ANEEL. .Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/geracao-distribuida-introduc-1/656827>. Acesso em: 31/8/2018.

HATZIARGYRIOU, N.; ASANO, H.; IRAVANI, R.; MARNAY, C. Microgrids. , , n. august, 2007.

HECKTHEUER, L. A. **Análise de Associações de Módulos Fotovoltaicos**, 2001.

HOSSAIN, S. J.; GEORGE, T. P.; BISHT, R.; SURESH, A.; KAMALASADAN, S. An Integrated Battery Optimal Power Dispatch Architecture for End-User Driven Micro Grid in Islanded and Grid Connected Mode of Operation. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 9994, n. c, p. 1–14, 2018.

JIANG, T.; COSTA, L. M.; TORDJMAN, P.; et al. A Microgrid Test Bed in Singapore. , p. 74–82, 2017.

JOOS, G.; REILLY, J.; BOWER, W.; NEAL, R. The need for standardization: The benefits to the core functions of the microgrid control system. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 15, n. 4, p. 32–40, 2017.

KREMERS, E.; GONZALEZ DE DURANA, J.; BARAMBONES, O. Multi-agent modeling for the simulation of a simple smart microgrid. **Energy Conversion and Management**, v. 75, p. 643–650, 2013.

MAITRA, A.; PRATT, A.; HUBERT, T.; et al. Microgrid controllers: Expanding Their Role and Evaluating Their Performance. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 15, n. 4, p. 41–49, 2017.

MARTINS, V. A. Análise Do Potencial De Políticas Públicas Na Viabilidade De Geração Distribuída No Brasil. **PhD Proposal**, p. 110, 2015.

MOHN, T. It Takes A Village. , , n. august, 2013. Disponível em: <http://fasfacts.org.za/fas-information/village>. .

MONTOYA, M.; SHERICK, R.; HARALSON, P.; NEAL, R.; YÏNGER, R. Islands in the Storm. **Frontiers in Ecology and the Environment**, v. 2, n. 9, p. 451, 2013.

MOSELEY, P. T.; GARCHE, J. **Eletrochemical Energy Storage for Renewable**

Sources and Grid Balancing. 2015.

NIE, S.; FU, X.; LI, P.; et al. Analysis of the Impact of DG on Distribution Network Reconfiguration Using OpenDSS. **Tianjin Daxue Xuebao (Ziran Kexue yu Gongcheng Jishu Ban)/Journal of Tianjin University Science and Technology**, v. 47, n. 3, p. 1–5, 2012.

OLIVAL, P. C.; MADUREIRA, A. G.; MATOS, M. Advanced voltage control for smart microgrids using distributed energy resources. **Electric Power Systems Research**, v. 146, p. 132–140, 2017. Elsevier B.V. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2017.01.027>. .

OLIVARES, D. E.; MEHRIZI-SANI, A.; ETEMADI, A. H.; et al. Trends in Microgrid Control. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 4, p. 1905–1919, 2014.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. **CEPEL - CRESESB**, p. 529, 2014.

RADATZ, P.; KAGAN, N.; ROCHA, C.; SMITH, J.; DUGAN, R. C. Assessing Maximum DG Penetration levels in a Real Distribution Feeder by using OpenDSS. **Proceedings of International Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP**, v. 2016–Decem, p. 71–76, 2016.

REBOURS, Y. G.; KIRSCHEN, D. S.; TROTIGNON, M.; ROSSIGNOL, S. A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services - Part I: Technical Features. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 1, p. 350–357, 2007.

Resources | PES Test Feeder. .Disponível em: <http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>. Acesso em: 19/8/2018.

SAMPER, M. E.; VARGAS, A.; ELDALI, F.; SURYANARAYANAN, S. Assessments of Battery Storage Options for Distribution Expansion Planning Using an OpenDSS-Based Framework. **2017 IEEE Manchester PowerTech, Powertech 2017**, 2017.

DOS SANTOS, A. L. M.; OLIVEIRA, L. W.; DIAS, B. H.; OLIVEIRA, J. G. DE. Otimização da Operação de Baterias em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. , p. 1–7, 2017.

SEXAUER, J. Introdução ao OpenDSS. , 2016.

SOARES, A.; GOMES, A.; ANTUNES, C. H. Domestic Load Characterization for Demand- Responsive Energy Management Systems. **2012 IEEE International Symposium on Sustainable Systems and Technology (ISSST)**, p. 1–6, 2012. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6227976&isnumber=622

7973>. .

SU, W.; WANG, J.; ROH, J. Stochastic Energy Scheduling in Microgrids With Intermittent Renewable Energy Resources. **IEEE Transactions on Smart Grid**, n. March 2016, p. 1–8, 2014.

VALENTE, M. Â. S. **Caracterização Automática de um Painel Fotovoltaico**, 2011. Universidade Nova de Lisboa.

YAMAKAWA, E. K. **Sistema de controle nebuloso para bancos de capacitores automáticos aplicados em alimentadores de distribuição de energia elétrica,** 2007**.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Paraná - Curitiba.

ZIA, M. F.; ELBOUCHIKHI, E.; BENBOUZID, M. Microgrids energy management systems: A critical review on methods, solutions, and prospects. **Applied Energy**, v. 222, n. April, p. 1033–1055, 2018. Elsevier. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.04.103>. .

ZIMMERMAN, R. D.; MURILLO-SÁNCHEZ, C. E. Matpower 6.0 User's Manual. , 2016. Disponível em: <http://www.pserc.cornell.edu/matpower/MATPOWER-manual.pdf>. .

ZIMMERMAN, R. D.; MURILLO-SANCHEZ, C. E.; THOMAS, R. J. MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 26, n. 1, p. 12–19, 2011. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5491276>. .

7 ANEXOS

ANEXO A – CONTEXTO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS, EFEITO FOTOVOLTAICO E TIPOS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

7.1 CONTEXTO

O processo de obtenção de energia elétrica caminha a passos largos em direção a modelos mais modernos de geração de eletricidade. É evidente a necessidade de cortar radicalmente agressões ao meio ambiente, proporcionar abastecimento a todos que estão sem acesso à energia elétrica, e garantir, através da diversificação da matriz energética, um aumento da independência energética.

Diante deste fato, verifica-se um aumento na utilização de novos métodos para geração de eletricidade. Fontes de energia renováveis surgem como solução para o mercado atual de geração de energia elétrica e entre elas está a geração de energia proveniente do sol, uma maneira de geração distribuída de energia elétrica.

A GD, a partir de sistemas fotovoltaicos, iniciou-se através da descoberta do efeito fotovoltaico pelo físico francês Edmond Becquerel, em 1839. O físico notou que a infiltração da luz em um material semicondutor acarretava em uma diferença de potencial nos terminais do material. Apesar disso, apenas no ano de 1956 houve a produção em escala industrial de componentes capazes de realizar a conversão de energia luminosa em energia elétrica.

7.2 EFEITO FOTOVOLTAICO

O efeito fotovoltaico é, basicamente, a conversão de energia luminosa em energia elétrica através de um material semicondutor que integra uma determinada célula fotovoltaica. A célula fotovoltaica é um dispositivo que possui duas camadas de material semicondutor.

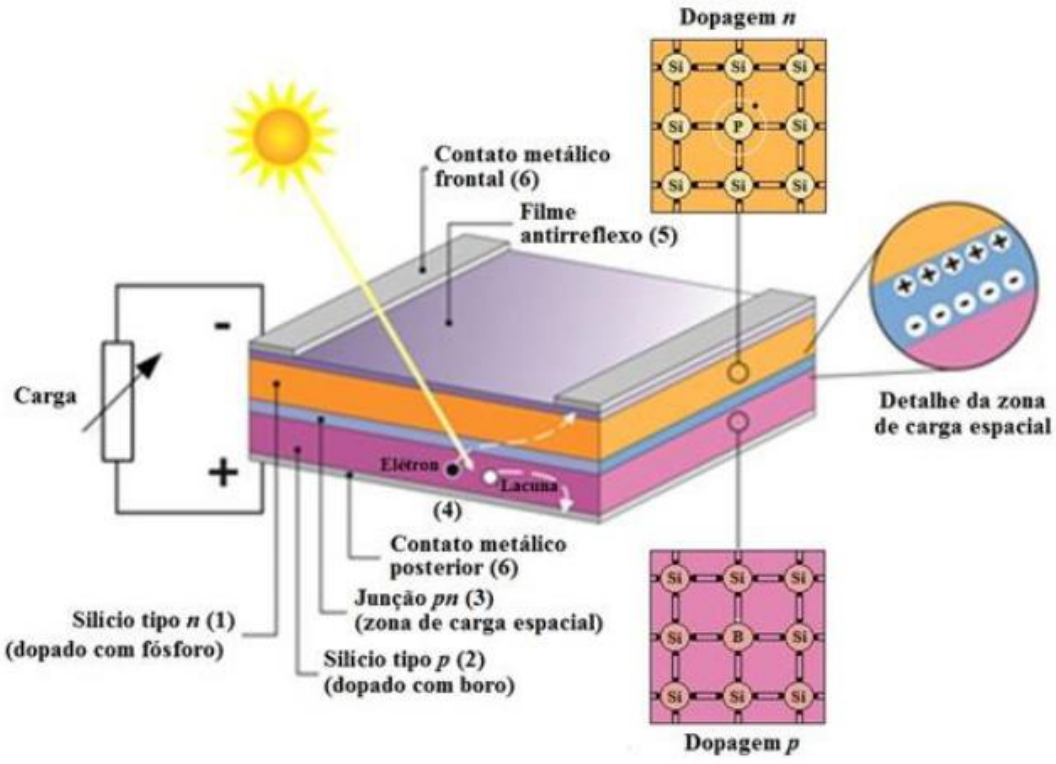
Uma das camadas constituinte do material semicondutor é intitulada como dopante *N* ou impureza *N* e, os elementos que possuem essa característica são chamados de doadores de elétrons. Por outro lado, a segunda camada pertencente

ao material semicondutor é denominada dopante *P* e, os elementos com essa característica são conhecidos como aceitadores de elétrons (CRESESB, 2008).

A incidência de raios luminosos provenientes do sol sobre o material semicondutor da célula fotovoltaica, sendo usualmente o silício, ocasiona uma diferença de potencial sobre os terminais da célula e a partir disso ocorre o surgimento de tensão entre os eletrodos e, com o fechamento do circuito existe a circulação de corrente elétrica através do mesmo.

A FIGURA 48 evidencia didaticamente a disposição das camadas do material semicondutor.

FIGURA 48 - ESQUEMÁTICO DO EFEITO FOTOVOLTAICO



FONTE: PINHO, GALDINO (2014).

7.3 TIPOS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

O silício (Si) está consolidado como o material mais utilizado na produção de células fotovoltaicas. As placas solares podem ser formadas, principalmente, por:

- Silício Monocristalino;
- Silício Policristalino;
- Filmes finos, entre outros.

As células fotovoltaicas constituídas por cristais de silício monocristalino são os modelos mais utilizados no mercado como receptoras de raio solares. Durante a fabricação ocorre um processo de manipulação do cristal de dióxido de silício até a conclusão do procedimento construtivo. Ao término da confecção da placa solar de silício monocristalino obtêm-se uma eficiência que pode variar de 15% até 18% (CRESESB, 2008).

As características presentes nas células de silício policristalino são diferentes, visto que o processo de fabricação dos painéis constituídos de silício policristalino é mais simples e com menor controle de qualidade. A diminuição do rigor durante o processo produtivo das células de silício policristalino reflete em um menor custo dessa tecnologia. Os painéis originados do silício policristalino podem atingir uma eficiência de 12,5% a 15% (CRESESB, 2008).

A tecnologia dos filmes finos apresenta, durante seu processo de fabricação, um menor desperdício de materiais e de energia e, de acordo com esse fato, observa-se um custo de produção mais barato. Apesar disso, as células de filmes finos possuem uma eficiência menor que as de silício monocristalino e policristalino, demandando assim uma área instalada maior para igualar a produção de energia resultante das outras tecnologias citadas (GAZOLI; VILLALVA; GUERRA, 2013).

A TABELA 39 destaca a eficiência encontrada nos mais diversos tipos de células fotovoltaicas, ressaltando as diferenças encontradas no rendimento de cada uma em diferentes cenários.

TABELA 39 - EFICIÊNCIA APRESENTADA POR DIFERENTES TECNOLOGIAS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Material da célula fotovoltaica	*Eficiência da célula em laboratório*	*Eficiência da célula comercial*	*Eficiência dos módulos comerciais*
Silício monocristalino	24,7%	18%	14%
Silício policristalino	19,8%	15%	13%
Silício cristalino – filme fino	19,2%	9,5%	7,9%
Silício amorfo	13%	10,5%	7,5%
Silício micromorfo	12%	10,7%	9,1%
Célula solar híbrida	20,1%	17,3%	15,2%
CIS, CIGS	18,8%	14%	10%
Telureto de cádmio	16,4%	10%	9%

FONTE: GAZOLI, VILLALVA, GUERRA (2013).

ANEXO B – OUTRAS TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA E SUAS APLICAÇÕES

Historicamente o armazenamento de energia elétrica foi considerado uma tecnologia que gerava rejeição, contudo, atualmente essas tecnologias podem ser empregadas com o objetivo de explorar profundamente os recursos energéticos renováveis ou também os recursos energéticos tradicionais e isso afeta diretamente a capacidade dos sistemas de geração distribuída, isso devido ao aumento da exploração de recursos convencionais e renováveis que fazem com que os sistemas de armazenamento de energia possuam um papel significativo na distribuição, ampliação e unificação da capacidade desses sistemas de geração distribuída.

Os sistemas de armazenamento de energia possibilitam a propagação eficaz e sustentável no uso de energias renováveis como a eólica e a solar, por exemplo. Essa situação sustentável e efetiva acontece graças a um desafogo em congestionamentos na rede, fazendo com que ocorra uma diminuição nos problemas de disponibilidade de energia, aumentando a eficiência total do sistema. Todas essas características proporcionadas pelos sistemas de armazenamento de energia são acompanhadas ainda pela redução dos impactos ambientais. Esses sistemas não são uma exclusividade do setor elétrico já que também estão presentes em carros elétricos ou transportes coletivos (COSTA E SILVA; BORTONI, 2016).

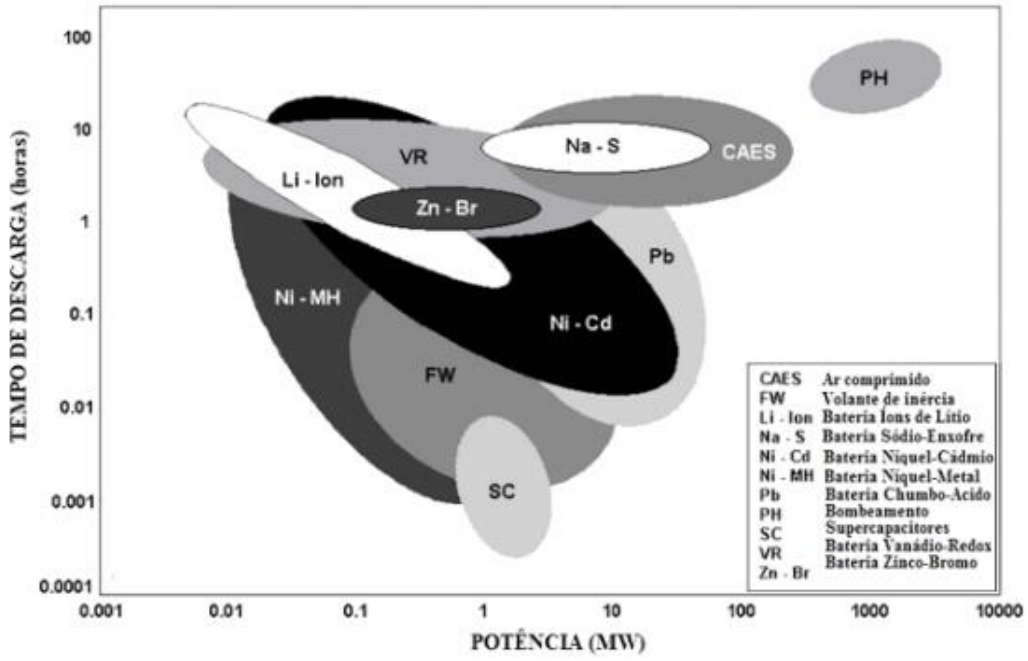
Os sistemas de armazenamento de energia têm como objetivo proporcionar a confiabilidade do sistema elétrico, melhorar a qualidade da energia fornecida, assim como associação com fontes renováveis e geração distribuída, além de viabilizar projeto dos geradores para operação abaixo da demanda de pico (COSTA E SILVA; BORTONI, 2016).

Atualmente são conhecidas diversas formas de armazenamento de energia que diferem em termos de desempenho, aplicação, custo e maturidade tecnológica.

- Elétrica: Supercapacitores e Supercondutores;
- Eletroquímica: Baterias convencionais e de fluxo;
- Cinética: Volantes de Inércia (*Flywheels*);
- Potencial: Hidroelétricas, ar comprimido;
- Química: Hidrogênio, dissociação de amônia;
- Térmica: Aquecedores a água ou óleo.

A FIGURA 49 a seguir mostra um comparativo dessas tecnologias de armazenamento de energia.

FIGURA 49 - COMPARATIVO DAS TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO



FONTE: COSTA E SILVA, BORTONI (2016).

Muitas dessas tecnologias são promissoras e estão em estágio avançado de pesquisas, como os capacitores eletroquímicos e campos magnéticos gerados em supercondutores. Outras tecnologias já estão consolidadas para utilização de armazenamento de energia, como é o caso das *flywheels*, tanques de armazenamento de calor, células combustível, e as baterias convencionais e de fluxo (COSTA E SILVA; BORTONI, 2016).

ANEXO C – DADOS E CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA TESTE DO IEEE DE 13 BARRAS

7.4 ARRANJOS E LINHAS

A TABELA 40 e a TABELA 41 mostram como são as configurações das linhas aéreas e subterrâneas.

TABELA 40 - CONFIGURAÇÃO DAS LINHAS AÉREAS DO SISTEMA TESTE DO IEEE DE 13 BARRAS

CONFIGURAÇÃO	SEQUÊNCIA DE FASE	CONDUTOR FASE	CONDUTOR NEUTRO	POSTE
		ACSR	ACSR	ID
601	B A C N	556,500 26/7	4/0 6/1	500
602	C A B N	4/0 6/1	4/0 6/1	500
603	C B N	1/0	1/0	505
604	A C N	1/0	1/0	505
605	C N	1/0	1/0	510

FONTE: ADAPTADO DE RESOURCES | PES TEST FEEDER [s.d.].

TABELA 41 - CONFIGURAÇÃO DAS LINHAS SUBTERRÂNEAS DO SISTEMA TESTE DO IEEE DE 13 BARRAS

CONFIGURAÇÃO	SEQUÊNCIA DE FASE	CONDUTOR FASE	CONDUTOR NEUTRO	CONFIG.
				ID
606	A B C N	250,000 AA, CN	NENHUM	515
607	A N	1/0 AA, TS	1/0 Cu	520

FONTE: ADAPTADO DE RESOURCES | PES TEST FEEDER [s.d.].

A partir dos dados apresentados na TABELA 40 e na TABELA 41, pode-se calcular as matrizes de impedâncias e susceptâncias para cada configuração. O documento do IEEE já nos fornece essas matrizes calculadas e não considerando o condutor neutro nas mesmas. A seguir, temos as matrizes de impedância e susceptância de cada configuração:

- Configuração 601:

EQUAÇÃO 1 - MATRIZ DE IMPEDÂNCIAS DA CONFIGURAÇÃO 601

$$[\bar{Z}_{601}] = \begin{bmatrix} 0,3465 + j1,0179 & 0,1560 + j0,5017 & 0,1580 + j0,4236 \\ 0,1560 + j0,5017 & 0,3375 + j1,0478 & 0,1535 + j0,3849 \\ 0,1580 + j0,4236 & 0,1535 + j0,3849 & 0,3414 + j1,0348 \end{bmatrix} \frac{\Omega}{mi}$$

EQUAÇÃO 2 - MATRIZ DE SUSCEPTÂNCIAS DA CONFIGURAÇÃO 601

$$[\bar{B}_{601}] = \begin{bmatrix} 6,2998 & -1,9958 & -1,2595 \\ -1,9958 & 5,9597 & -0,7417 \\ -1,2595 & -0,7417 & 5,6386 \end{bmatrix} \frac{nS}{mi}$$

- Configuração 602:

EQUAÇÃO 3 - MATRIZ DE IMPEDÂNCIAS DA CONFIGURAÇÃO 602

$$[\bar{Z}_{602}] = \begin{bmatrix} 0,7526 + j1,1814 & 0,1580 + j0,4236 & 0,1560 + j0,5017 \\ 0,1580 + j0,4236 & 0,7475 + j1,1983 & 0,1535 + j0,3849 \\ 0,1560 + j0,5017 & 0,1535 + j0,3849 & 0,7436 + j1,2112 \end{bmatrix} \frac{\Omega}{mi}$$

EQUAÇÃO 4 - MATRIZ DE SUCEPTÂNCIAS DA CONFIGURAÇÃO 602

$$[\bar{B}_{602}] = \begin{bmatrix} 5,6990 & -1,0817 & -1,6905 \\ -1,0817 & 5,1795 & -0,6588 \\ -1,6905 & -0,6588 & 5,4246 \end{bmatrix} \frac{nS}{mi}$$

- Configuração 603:

EQUAÇÃO 5 - MATRIZ DE IMPEDÂNCIAS DA CONFIGURAÇÃO 603

$$[\bar{Z}_{603}] = \begin{bmatrix} 1,3294 + j1,3471 & 0,2066 + j0,4591 \\ 0,2066 + j0,459 & 1,3238 + j1,3569 \end{bmatrix} \frac{\Omega}{mi}$$

EQUAÇÃO 6 - MATRIZ DE SUCEPTÂNCIAS DA CONFIGURAÇÃO 603

$$[\bar{B}_{603}] = \begin{bmatrix} 4,7097 & -0,8999 \\ -0,8999 & 4,6658 \end{bmatrix} \frac{nS}{mi}$$

- Configuração 604:

EQUAÇÃO 7 - MATRIZ DE IMPEDÂNCIAS DA CONFIGURAÇÃO 604

$$[\bar{Z}_{604}] = \begin{bmatrix} 1{,}3238 + j1{,}3569 & 0{,}2066 + j0{,}4591 \\ 0{,}2066 + j0{,}459 & 1{,}3294 + j1{,}3471 \end{bmatrix} \frac{\Omega}{mi}$$

EQUAÇÃO 8 - MATRIZ DE SUCEPTÂNCIAS DA CONFIGURAÇÃO 604

$$[\bar{B}_{604}] = \begin{bmatrix} 4{,}6658 & -0{,}8999 \\ -0{,}8999 & 4{,}7097 \end{bmatrix} \frac{nS}{mi}$$

- Configuração 605:

EQUAÇÃO 9 - MATRIZ DE IMPEDÂNCIAS DA CONFIGURAÇÃO 605

$$[\bar{Z}_{605}] = [1{,}3292 + j1{,}3475] \frac{\Omega}{mi}$$

EQUAÇÃO 10 - MATRIZ DE SUCEPTÂNCIAS DA CONFIGURAÇÃO 605

$$[\bar{B}_{605}] = [4{,}5193] \frac{nS}{mi}$$

- Configuração 606:

EQUAÇÃO 11 - MATRIZ DE IMPEDÂNCIAS DA CONFIGURAÇÃO 606

$$[\bar{Z}_{606}] = \begin{bmatrix} 0,7982 + j0{,}4463 & 0,3192 + j0,0328 & 0,2849 - j0,0143 \\ 0,3192 + j0,0328 & 0,7891 + j0{,}4041 & 0,3192 + j0,0328 \\ 0,2849 - j0,0143 & 0,3192 + j0,0328 & 0,7982 + j0{,}4463 \end{bmatrix} \frac{\Omega}{mi}$$

EQUAÇÃO 12 - MATRIZ DE SUCEPTÂNCIAS DA CONFIGURAÇÃO 606

$$[\bar{B}_{606}] = \begin{bmatrix} 96{,}8897 & 0 & 0 \\ 0 & 96{,}8897 & 0 \\ 0 & 0 & 96{,}8897 \end{bmatrix} \frac{nS}{mi}$$

- Configuração 607:

EQUAÇÃO 13 - MATRIZ DE IMPEDÂNCIAS DA CONFIGURAÇÃO 607

$$[\bar{Z}_{607}] = [1{,}3425 + j0{,}5124] \frac{\Omega}{mi}$$

EQUAÇÃO 14 - MATRIZ DE SUCEPTÂNCIAS DA CONFIGURAÇÃO 607

$$[\bar{B}_{607}] = [88{,}9912] \frac{nS}{mi}$$

A TABELA 42 apresenta os dados das características das linhas do sistema:

TABELA 42 - CARACTERÍSTICAS DAS LINHAS DO SISTEMA TESTE DO IEEE DE 13 BARRAS

BARRA A	BARRA B	COMPRIMENTO (pés)	CONFIGURAÇÃO
632	645	500	603
632	633	500	602
633	634	0	XFM-1
645	646	300	603
650	632	2000	601
684	652	800	607
632	671	2000	601
671	684	300	604
671	680	1000	601
671	692	0	CHAVE
684	611	300	605
692	675	500	606

FONTE: ADAPTADO DE RESOURCES | PES TEST FEEDER [s.d.].

7.5 TRANSFORMADORES

O sistema teste de 13 barras do IEEE possui dois transformadores trifásicos. Na TABELA 43 é possível verificar suas características.

TABELA 43 - CARACTERÍSTICAS DOS TRANSFORMADORES DO SISTEMA TESTE DO IEEE DE 13 BARRAS

TRANSFORMADOR	POTÊNCIA (kVA)	TENSÃO PRIMÁRIA (kV)	TENSÃO SECUNDÁRIA (kV)	r(%)	x(%)
SUBESTAÇÃO	5000	115 - DELTA	4,16 – ESTRELA ATERRADA	1	8
XFM-1	500	4,16 - ESTRELA	0,48 – ESTRELA ATERRADA	1,1	2

FONTE: ADAPTADO DE RESOURCES | PES TEST FEEDER [s.d.].

7.6 CAPACITORES

Existem dois bancos de capacitores, um trifásico e um monofásico, no sistema teste de 13 barras do IEEE. Suas características são mostradas na TABELA 44.

TABELA 44 - BANCO DE CAPACITORES DO SISTEMA TESTE DO IEEE DE 13 BARRAS

BARRA	FASE A (kVAr)	FASE B (kVAr)	FASE C (kVAr)
675	200	200	200
611	-	-	100

FONTE: ADAPTADO DE RESOURCES | PES TEST FEEDER [s.d.].

7.7 CARGAS

O sistema teste de 13 barras do IEEE conta com cargas concentradas, sendo elas monofásicas e trifásicas, e também contém uma carga distribuída. A seguir são apresentadas as características das cargas concentradas e da carga distribuída na TABELA 45 e TABELA 46 respectivamente.

TABELA 45 - CARGAS CONCENTRADAS DO SISTEMA TESTE DO IEEE DE 13 BARRAS

BARRA	CONEXÃO	FASE A		FASE B		FASE C	
	MODELO	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
634	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
645	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
646	D-Z	0	0	230	132	0	0
652	Y-Z	128	86	0	0	0	0
671	D-PQ	385	220	385	220	385	220
675	Y-PQ	485	190	68	60	290	212
692	D-I	0	0	0	0	170	151
611	Y-I	0	0	0	0	170	80

FONTE: ADAPTADO DE RESOURCES | PES TEST FEEDER [s.d.].

TABELA 46 - CARGA DISTRIBUÍDA DO SISTEMA TESTE DO IEEE DE 13 BARRAS

BARRA A	**BARRA B**	**CONEXÃO**	**FASE A**		**FASE B**		**FASE C**	
		MODELO	**kW**	**kVAr**	**kW**	**kVAr**	**kW**	**kVAr**
632	671	Y-PQ	17	10	66	38	117	68

FONTE: ADAPTADO DE RESOURCES | PES TEST FEEDER [s.d.].

7.8 REGULADOR

O sistema teste de 13 barras do IEEE apresenta um regulador de tensão trifásico, este se encontra conectado em estrela aterrada. A TABELA 47 apresenta os dados do respectivo regulador.

TABELA 47 - DADOS DO REGULADOR DO SISTEMA TESTE DO IEEE DE 13 BARRAS

REGULADOR ID	**1**		
SEGMENTO DO RAMO	650-632		
LOCALIZAÇÃO	50		
FASES	A B C		
CONEXÃO	TRIFÁSICO – ESTRELA ATERRADA		
MONITORAMENTO	A B C		
LARGURA DE FAIXA [V]	2,0		
RELAÇÃO DO TP	20		
RELAÇÃO DO TC	700		
AJUSTE DO COMPENSADOR	FASE A	FASE B	FASE C
r [pu]	3	3	3
x [pu]	9	9	9
NÍVEL DE TENSÃO [V]	122	122	122

FONTE: ADAPTADO DE RESOURCES | PES TEST FEEDER [s.d.].