



Universidade Federal de Ouro Preto
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas
Departamento de Engenharia Elétrica



Trabalho de Conclusão de Curso

DESENVOLVIMENTO DE METODOLOGIA DE DIMENSIONAMENTO DE CAPACIDADE PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE ENERGIZAÇÃO COMPLEMENTAR EM ALIMENTADORES DA DISTRIBUIÇÃO

Jéssica Andrade Furtado de Lima

João Monlevade, MG
2024

Jéssica Andrade Furtado de Lima

**DESENVOLVIMENTO DE METODOLOGIA
DE DIMENSIONAMENTO DE CAPACIDADE
PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE
ENERGIZAÇÃO COMPLEMENTAR EM
ALIMENTADORES DA DISTRIBUIÇÃO**

Trabalho de Conclusão de curso apresentado à Universidade Federal de Ouro Preto como parte dos requisitos para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica pelo Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas da Universidade Federal de Ouro Preto.
Orientador: Prof Dr. Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa

**Universidade Federal de Ouro Preto
João Monlevade
2024**

SISBIN - SISTEMA DE BIBLIOTECAS E INFORMAÇÃO

L732d Lima, Jessica Andrade Furtado de.
Desenvolvimento de metodologia de dimensionamento de capacidade para sistemas fotovoltaicos de energização complementar em alimentadores da distribuição. [manuscrito] / Jessica Andrade Furtado de Lima. - 2024.

121 f.: il.: color., gráf., tab..

Orientador: Prof. Dr. Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa.
Monografia (Bacharelado). Universidade Federal de Ouro Preto.
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas. Graduação em Engenharia Elétrica .

1. Baterias elétricas. 2. Energia elétrica - Distribuição. 3. Geração de energia fotovoltaica. 4. GRASP (Sistema operacional de computador). 5. Modelos matemáticos. 6. Sistemas de energia elétrica. 7. Sistemas de varredura. I. Barbosa, Carlos Henrique Nogueira de Resende. II. Universidade Federal de Ouro Preto. III. Título.

CDU 621.31

Bibliotecário(a) Responsável: Flavia Reis - CRB6-2431



FOLHA DE APROVAÇÃO

Jéssica Andrade Furtado de Lima

Desenvolvimento de Metodologia de Dimensionamento de Capacidade para Sistemas Fotovoltaicos de Energização Complementar em Alimentadores da Distribuição

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Ouro Preto como requisito parcial para obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 21 de fevereiro de 2024.

Membros da banca

Doutor - Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa - Orientador(a) (UFOP)
Doutor - Felipe Eduardo Moreira Cota - (UFOP)
Doutor - Juan Carlos Galvis Manso - (UFOP)

Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa, orientador do trabalho, aprovou a versão final e autorizou seu depósito na Biblioteca Digital de Trabalhos de Conclusão de Curso da UFOP em 10/03/2024



Documento assinado eletronicamente por **Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa, PROFESSOR DE MAGISTERIO SUPERIOR**, em 10/03/2024, às 09:41, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.ufop.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0680771** e o código CRC **94429188**.

Dedico este trabalho a Deus

Agradecimentos

Agradeço em primeiro lugar a Deus, por ter me dado forças e coragem para encarar todos os desafios e obstáculos durante toda essa jornada.

Ao meu professor Orientador Dr. Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa, pelo incentivo, pelas recomendações, pelos conselhos e por me ajudar a ter discernimento para realizar esse trabalho.

À minha Mãe, Lindamar de Andrade, por todo carinho, cuidado, atenção, compreensão, dedicação e todo esforço e sacrifício para que o sonho de me tornar Engenheira Eletricista fosse realizado. Ao meu Marido Felipe Madeira Silva, por estar sempre me apoiando e me incentivando, me ajudando a ser forte e não desistir de batalhar dia após dia.

E finalmente, agradeço a todos os meus familiares, pelo incentivo e compreensão, mesmo distante às vezes, nunca deixaram de me apoiar e amar.

"Se fiz descobertas valiosas, foi mais por ter paciência do que qualquer outro talento."

– Isaac Newton

Resumo

Os sistemas de armazenamento de energia por baterias têm evoluído de forma considerável nos últimos anos. Isso ocorre devido aos benefícios que o armazenamento gera para o sistema de distribuição, como a regulação de tensão nas barras, a estabilização da frequência e também por adiar os investimentos em expansão de alimentadores e transformadores. Além disso, há redução da carga em horários de pico, o sistema se torna mais confiável e gera elevação do padrão de qualidade de fornecimento de energia elétrica. Um problema que surge nesse contexto é o dimensionamento adequado do sistema de armazenamento, juntamente com a definição da melhor alocação das baterias. Esse trabalho tem por finalidade o dimensionamento e a alocação de capacidade de baterias para sistemas fotovoltaicos como uma fonte de energia complementar nos alimentadores da distribuição. Será utilizado um fluxo de potência resolvido pelo método da varredura em conjunto com modelos matemáticos que descrevem as características das baterias, para análise de sistemas de distribuição com geração fotovoltaica e sistemas de armazenamento. Para resolver o problema de alocação serão utilizados o método de Busca em Vizinhança Variável (VNS, do inglês: *Variable Neighborhood Search*), o método de Busca Tabu e o Procedimento de Busca Guloso, Aleatório e Adaptativo (GRASP, do inglês: *Greedy Randomized Adaptive Search Procedure*). Os resultados comprovaram que a alocação de baterias nos sistemas de distribuição de 12 barras, 33 barras, 69 barras e 136 barras, contribui para minimização dos impactos gerados pela penetração de geração fotovoltaica. Além disso, a alocação permite a garantia de atendimento das cargas do sistema de distribuição em horários de pico, reduzindo a função objetivo que é composta pelo somatório das variações de tensão, das violações e do erro em relação ao valor de referência, 1.0 p.u. Ademais, a Busca Tabu apresentou melhor desempenho em comparação com as meta-heurísticas VNS e GRASP, constatou-se a eficácia da metodologia elaborada, assim como o dimensionamento adequado e a melhor alocação do sistema armazenamento.

Palavras-chave: Sistema de armazenamento de energia, Baterias, Geração fotovoltaica, Sistemas de distribuição de energia, Método da Varredura, Busca de Vizinhança variável, Busca Tabu e o Procedimento de Busca Guloso, Aleatório e Adaptativo.

Abstract

Battery energy storage systems have evolved considerably in recent years. This happens due to the benefits that storage generates to the distribution system, such as regulating bus voltage, frequency stabilization and also by postponing investments in expanding feeders and transformers. Furthermore, there is a reduction in load at peak times, the system becomes more reliable and promotes raising the quality standard of electrical energy supply. A problem that arises in this context is the appropriate sizing of the storage system, combined with the definition of the best allocation of batteries. This work aims to size battery capacity for photovoltaic systems as a complementary energy source at the distribution feeders. A power flow resolved by the sweep method will be used together with mathematical models that describe the characteristics of the batteries, to analyze distribution systems with photovoltaic generation and storage systems. To solve the allocation problem, the Variable Neighborhood Search method (VNS), the Tabu Search method and the Greedy Randomized Adaptive Search Procedure (GRASP) will be used. The results proved that the allocation of batteries in distribution systems of 12 bars, 33 bars, 69 bars and 136 bars contributes to minimizing the impacts generated by the penetration of photovoltaic generation. Furthermore, the allocation allows the guarantee of meeting the distribution system loads at peak times, reducing the objective function which is composed of the sum of voltage variations, violations and error in relation to the reference value, 1.0 p.u. Furthermore, Tabu Search presented better performance compared to the VNS and GRASP meta-heuristics, demonstrating the effectiveness of the developed methodology, as well as the appropriate sizing and better allocation of the storage system.

Keywords: Energy Storage System, Batteries, Photovoltaic Generation, Power Distribution Systems, Sweep Method, Variable Neighborhood Search, Tabu Search, Greedy Randomized Adaptive Search Procedure.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Crescimento de armazenamento de bateria em escala de rede, 2016-2022	26
Figura 2 – Capacidade instalada de armazenamento de bateria em escala de rede no Cenário de Emissões Líquidas Zero, 2015-2030	26
Figura 3 – Curva I-V de uma célula fotovoltaica.	30
Figura 4 – Conexão das células fotovoltaicas	32
Figura 5 – Representação de uma célula, um módulo e um arranjo fotovoltaico. . .	32
Figura 6 – Variação da irradiância solar na curva característica I-V de uma célula fotovoltaica de silício cristalino para temperatura de 25 °C.	33
Figura 7 – Curvas I-V para valores temperaturas da célula fotovoltaica, com irradiância de 1.000 W/m^2	34
Figura 8 – Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico conectado à rede.	35
Figura 9 – Diagrama de um sistema de armazenamento por baterias	36
Figura 10 – Visão ampla dos estágios de composição de uma célula eletroquímica .	39
Figura 11 – Circuito equivalente de uma bateria eletroquímica	40
Figura 12 – Curva característica do estado de carga de uma bateria eletroquímica.	43
Figura 13 – Números de ciclos em função da profundidade de descarga.	44
Figura 14 – Modelo de linha de distribuição.	45
Figura 15 – Modelo de carga conectada a uma barra k	46
Figura 16 – Modelo de um sistema com carga constante e gerador distribuído. . . .	47
Figura 17 – Curva de capacidade em função da corrente para bateria Solar de Lítio-Unipower UPLFP48-20	49
Figura 18 – Curva de capacidade modelada em função da corrente para a bateria Solar de Lítio-Unipower UPLFP48-20.	49
Figura 19 – Coeficientes da equação de capacidade em função da corrente para a bateria Solar de Lítio-Unipower UPLFP48-20 obtidos na ferramenta <i>Curve Fitting Toolbox</i> do MATLAB.	50
Figura 20 – Curvas características de descarga bateria solar de Lítio-Unipower UPLFP48-20.	50
Figura 21 – Curva de descarga modelada para a bateria solar de Lítio-Unipower UPLFP48-20.	51
Figura 22 – Coeficientes da equação de tensão de descarga em função do tempo para a bateria solar de Lítio- Unipower UPLFP48-20 obtidos na ferramenta <i>Curve Fitting Toolbox</i> do MATLAB.	51
Figura 23 – Curvas características de carga da bateria solar de Lítio- Unipower UPLFP48-20.	52

Figura 24 – Curva de carga modelada para a bateria solar de Lítio- Unipower UPLFP48-20.	52
Figura 25 – Coeficientes da equação de tensão de carga em função do tempo para a bateria solar de Lítio- Unipower UPLFP48-20 obtidos na ferramenta <i>Curve Fitting Toolbox</i> do MATLAB.	53
Figura 26 – Fluxograma do método da varredura	54
Figura 27 – Representação de um trecho do sistema de distribuição.	55
Figura 28 – Fluxograma da metodologia proposta para solução do problema de alocação de SAEBs.	62
Figura 29 – Codificação para um sistema de 8 barras com solução vizinha de substituição da barra.	65
Figura 30 – Codificação para um sistema de 8 barras com solução vizinha de troca do tipo de SAEB.	66
Figura 31 – Esquema de evolução de exploração do espaço de busca utilizado pelo método VNS.	67
Figura 32 – Algoritmo VNS.	67
Figura 33 – Algoritmo da primeira fase do GRASP.	69
Figura 34 – Algoritmo da segunda fase do GRASP.	69
Figura 35 – Algoritmo geral do GRASP.	69
Figura 36 – Algoritmo Busca Tabu.	70
Figura 37 – Curva de Geração Fotovoltaica.	72
Figura 38 – Curva de demanda.	75
Figura 39 – Sistema de distribuição de 12 barras.	76
Figura 40 – Variação de Tensão para o Sistema de 12 Barras sem Gerador e sem SAEB.	77
Figura 41 – Violações de Tensão para o Sistema de 12 Barras sem Gerador e sem SAEB.	77
Figura 42 – Sistema de distribuição de 12 barras com gerador fotovoltaico e baterias	78
Figura 43 – Comparação entre o coeficiente de variação de tensão no sistema de 12 barras para o Caso 0 e Caso 1	80
Figura 44 – Estado de carga do SAEB para o sistema de 12 barras.	81
Figura 45 – Perfil de tensão para o Sistema de 12 Barras com Gerador fotovoltaico e SAEBs.	81
Figura 46 – Sistema de distribuição de 33 barras.	82
Figura 47 – Variação de Tensão para o Sistema de 33 Barras sem Gerador e sem SAEB.	83
Figura 48 – Erro em relação à tensão de referência para o Sistema de 33 Barras sem alocação.	83

Figura 49 – Violações de Tensão para o Sistema de 33 Barras sem Gerador e sem SAEB.	84
Figura 50 – Comparação entre o coeficiente de variação de tensão para o Caso 2 e Caso 3.	86
Figura 51 – Estado de carga do SAEB para o sistema de 33 barras.	87
Figura 52 – Perfil de tensão para o Sistema de 33 Barras com Gerador fotovoltaico e SAEBs.	87
Figura 53 – Sistema de distribuição de 69 barras.	88
Figura 54 – Variação de Tensão para o Sistema de 69 Barras sem Gerador e sem SAEB.	88
Figura 55 – Erro em relação a tensão de referência para o Sistema de 69 Barras sem alocação.	89
Figura 56 – Violações de Tensão para o Sistema de 69 Barras sem Gerador e sem SAEB.	90
Figura 57 – Comparação entre o coeficiente de variação de tensão no sistema de 69 barras para o Caso 4 e Caso 5.	92
Figura 58 – Estado de carga do SAEB para o sistema de 69 barras.	92
Figura 59 – Perfil de tensão para o Sistema de 69 Barras com Gerador fotovoltaico e SAEBs.	93
Figura 60 – Sistema de distribuição de 136 barras	94
Figura 61 – Variação de Tensão para o Sistema de 136 Barras sem Gerador fotovoltaico e sem SAEB.	94
Figura 62 – Violações de Tensão para o Sistema de 136 Barras sem Gerador fotovoltaico e sem SAEB.	95
Figura 63 – Comparação entre o coeficiente de variação de tensão no sistema de 136 barras para o Caso 6 e o Caso 7.	96
Figura 64 – Estado de carga do SAEB para o sistema de 136 barras.	98
Figura 65 – Perfil de tensão para o Sistema de 136 Barras com Gerador fotovoltaico e SAEBs.	98

Lista de Siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica;
BT	Baixa Tensão;
DOD	Profundidade de Descarga(do inglês: <i>Depth of discharge</i>);
GD	Geração Distribuída;
GRASP	Procedimento de Pesquisa Adaptativa Aleatória Gananciosa (do inglês: <i>Greedy Randomized Adaptive Search Procedure</i>);
IEA	Agência Internacional de Energia(do inglês: <i>International Energy Agency</i>);
LCR	Lista de Candidatos Restritos;
Li-íon	íon de Lítio;
MPC	Controle Preditivo do Modelo(do inglês: <i>Model Predictive Control</i>);
MPPT	Rastreamento do Ponto de Máxima Potência(do inglês: <i>Maximum Power Point Tracking</i>);
MATLAB	Laboratório de Matrizes(do inglês: <i>Matrix Laboratory</i>);
NiCd	Níquel-Cádmio;
NiMH	Níquel-hidreto metálico;
PNLI	Programação não Linear Inteira Mista;
PV	Fotovoltaico(do inglês: <i>Photovoltaic</i>);
SAEB	Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias;
SIN	Sistema Interligado Nacional
SOC	Estado de carga(do inglês: <i>State of Charge</i>);
STC	Condições Padrão de Ensaio (do inglês: <i>Standard Test Conditions</i>);
RMS	Valor Quadrático Médio (do inglês: <i>Root Mean Square</i>);
VNS	Busca de Vizinhança Variável(do inglês: <i>Variable Neighborhood Search</i>);
VTLD	Variações de Tensão de Longa Duração

Lista de tabelas

Tabela 1 – Comparação entre diferentes tecnologias de baterias.	38
Tabela 2 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou superior a 2,3 kV e inferior à 69 kV	58
Tabela 3 – Codificação do Problema de Alocação de SAEB	65
Tabela 4 – Dados dos geradores fotovoltaicos	72
Tabela 5 – Injeção de Potência Ativa dos Sistemas Fotovoltaicos.	73
Tabela 6 – Potência de saída do SAEB do Tipo 1.	74
Tabela 7 – Alocação de SAEB.	74
Tabela 8 – Dados de entrada do Problema de Alocação de SAEB.	75
Tabela 9 – Dados de entrada dos algoritmos VNS, GRASP e Busca Tabu para o Sistema de 12 barras.	78
Tabela 10 – Alocação ótima obtida pela Busca Exaustiva para o sistema de 12 barras.	79
Tabela 11 – Alocações obtidas com as meta-heurísticas VNS, Busca Tabu e GRASP para o sistema de 12 barras.	79
Tabela 12 – Dados de entrada dos algoritmos VNS, GRASP e Busca Tabu para o Sistema de 33 barras.	85
Tabela 13 – Alocações obtidas com as meta-heurísticas VNS, Busca Tabu e GRASP para o sistema de 33 barras.	85
Tabela 14 – Dados de entrada dos algoritmos VNS, GRASP e Busca Tabu para o Sistema de 69 barras.	90
Tabela 15 – Alocações obtidas com as meta-heurísticas VNS, Busca Tabu e GRASP para o sistema de 69 barras.	91
Tabela 16 – Dados de entrada dos algoritmos VNS, GRASP e Busca Tabu para o Sistema de 136 barras.	95
Tabela 17 – Alocações obtidas com as meta-heurísticas VNS, Busca Tabu e GRASP para o sistema de 136 barras.	97
Tabela 18 – Melhores resultados obtidos para os casos simulados.	99
Tabela 19 – Dados das barras para o sistema de 12 barras	111
Tabela 20 – Dados das linhas para o sistema de 12 barras.	111
Tabela 21 – Dados das barras para o sistema de 33 barras.	112
Tabela 22 – Dados das linhas para o sistema de 33 barras.	113
Tabela 23 – Dados das barras para o sistema de 69 barras	114
Tabela 24 – Continuação dos Dados das barras para o sistema de 69 barras	115
Tabela 25 – Dados das linhas para o sistema de 69 barras	116
Tabela 26 – Continuação dos Dados das linhas para o sistema de 69 barras.	117
Tabela 27 – Dados das barras para o sistema de 136 barras.	118

Tabela 28 – Continuação 1 dos Dados das barras para o sistema de 136 barras. . .	119
Tabela 29 – Continuação 2 dos Dados das barras para o sistema de 136 barras. . .	120
Tabela 30 – Continuação 3 dos Dados das barras para o sistema de 136 barras. . .	121
Tabela 31 – Dados das linhas para o sistema de 136 barras.	121
Tabela 32 – Continuação 1 dos Dados das linhas para o sistema de 136 barras. . . .	122
Tabela 33 – Continuação 2 dos Dados das linhas para o sistema de 136 barras. . . .	123
Tabela 34 – Continuação 3 dos Dados das linhas para o sistema de 136 barras. . . .	124

Lista de símbolos

A	Área da célula fotovoltaica;
B_{km}	Susceptância entre a barra k e a barra m ;
C_{nom}	Capacidade da bateria para determinada corrente de descarga;
η	Eficiência
$E_{arm,i}$	é a energia total armazenada na bateria no intervalo de tempo i , em kWh;
FF	Fator de forma;
G_{km}	Condutância entre a barra k e a barra m ;
G	Irradiância solar incidente;
I_{bat}	Corrente na bateria;
I_d	Corrente de descarga;
I_{SC}	Corrente de curto-circuito;
I_{MP}	Corrente de uma célula fotovoltaica operando em máxima potência;
P^{bat}	Potência absorvida pela bateria no processo de carga ou liberada no processo de descarga em kW;
pc	Coefficiente de Peukert;
P_L	Potência ativa constante da carga conectada no barramento k ;
P_{MP}	Ponto de máxima potência.
$P^{útil}$	Potência armazenada para ser entregue, ou seja a potência interna em kW;
Q_g	Potência reativa injetada pelo GD no barramento k ;
Q_L	Potência reativa constante da carga conectada no barramento k ;
R_i	Resistência interna da bateria;
R_{km}	Resistência entre a barra k e a barra m ;
V_{bat}	Tensão nos terminais da bateria;

V_e	Tensão ideal da bateria (sem resistência);
V_{OC}	Tensão de circuito aberto de uma célula fotovoltaica;
V_{OC}	Tensão de uma célula fotovoltaica operando em máxima potência;
X_{km}	representa a reatância entre a barra k e a barra m;

Sumário

1	INTRODUÇÃO	22
1.1	Considerações iniciais	22
1.2	Problema de Pesquisa	23
1.3	Objetivos	24
1.4	Justificativa	25
1.5	Estado da Arte	27
2	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	30
2.1	Curva I-V	30
2.2	Parâmetros Elétricos	31
2.3	Gerador Fotovoltaico	31
2.4	Fatores que afetam as características dos módulos	33
2.4.1	Irradiância Solar	33
2.4.2	Temperatura	34
2.5	Sistemas fotovoltaicos conectados à rede	34
3	SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA POR BATERIAS	36
3.1	Baterias Eletroquímicas	37
3.2	Circuito Equivalente	39
3.2.1	Principais Parâmetros das Baterias Eletroquímicas	40
3.2.1.1	Tensão nominal (V_{nom}) e tensão de operação (V_{bat})	40
3.2.2	Capacidade Nominal (C_{nom})	41
3.2.3	Estado de Carga	42
3.2.4	Autodescarga	43
3.2.5	Eficiência de Carga e Descarga	43
3.2.6	Ciclo de vida	44
3.2.7	Densidade de Potência	44
4	METODOLOGIA	45
4.1	Sistemas de Distribuição	45
4.1.1	Modelagem das Linhas de Distribuição	45
4.1.2	Modelagem das Cargas	46
4.1.3	Modelagem do Gerador Fotovoltaico	47
4.1.4	Modelagem de Baterias Eletroquímicas	48
4.1.4.1	Modelo de Capacidade	48

4.1.4.2	Modelo do perfil de tensão durante o processo de descarga	49
4.1.4.3	Modelo do perfil de tensão durante o processo de carga	52
4.1.4.4	Potência da Bateria	53
4.2	Fluxo de Potência pelo Método da Varredura	53
4.2.1	Determinação das Correntes	55
4.2.2	Etapa Reversa	56
4.2.3	Etapa Direta	56
4.3	Determinação das perdas de potência ativa	56
4.3.1	Critério de Convergência	57
4.4	Análise do Perfil de Tensão Diário	57
4.4.1	Violações de tensão	58
4.4.2	Picos e vales de tensão	58
4.4.3	Variação de tensão	59
4.4.4	Índice geral	59
4.5	Otimização	59
4.5.1	Modelo Matemático do Problema de Otimização de SAEB	61
4.5.1.1	Função Objetivo	63
4.5.1.2	Restrições	63
4.5.2	Meta-Heurísticas para Otimização de Natureza Combinatória	64
4.5.2.1	Codificação do problema de alocação de SAEBs	65
4.5.2.2	VNS	66
4.5.2.3	GRASP	67
4.5.2.4	Busca Tabu	70
5	TESTES E RESULTADOS	71
5.1	Recursos Computacionais	71
5.2	Geradores Fotovoltaicos	71
5.3	Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias	73
5.4	Caso 0 : Estudo de Caso do Sistema de 12 barras	76
5.5	Caso 1 - Sistema de distribuição de 12 barras com Gerador Foto-	
	voltaico e SAEBs	77
5.6	Caso 2 - Sistema de distribuição de 33 barras	82
5.7	Caso 3 - Sistema de distribuição de 33 barras com Gerador Foto-	
	voltaico e SAEBs	84
5.8	Caso 4 - Sistema de distribuição de 69 barras	88
5.9	Caso 5 - Sistema de distribuição de 69 barras com Gerador Foto-	
	voltaico e SAEBs	89
5.10	Caso 6 - Sistema de distribuição de 136 barras	93
5.11	Caso 7 - Sistema de distribuição de 136 barras com Gerador Foto-	
	voltaico e SAEB	95

6	CONCLUSÕES	100
6.1	Trabalhos Futuros	101
	REFERÊNCIAS	102
	ANEXO A – DATASHEET MÓDULO CS6W-530	107
	ANEXO B – DATASHEETUPLFP48-20 BATERIA DE LÍTIO 48V 20AH	109
	ANEXO C – DADOS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE 12 BARRAS	111
	ANEXO D – DADOS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE 33 BARRAS	112
	ANEXO E – DADOS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE 69 BARRAS	114
	ANEXO F – DADOS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE 136 BARRAS.	118

1 Introdução

Este capítulo aborda os conceitos que envolvem a geração fotovoltaica e os sistemas de armazenamento por baterias. Apresenta-se uma breve contextualização, análise do cenário atual, o problema de pesquisa, os objetivos do trabalho, a justificativa e o estado da arte.

1.1 Considerações iniciais

Os sistemas fotovoltaicos estão em constante crescimento no Brasil e no mundo. Nesse sentido, a busca por fontes renováveis de energia vem se tornando cada vez mais frequente, e vários fatores relacionados à diversificação da matriz energética, escassez de recursos naturais, aumento da poluição e emissão de gases poluentes na atmosfera são os motivadores do investimento e incentivo em fontes alternativas de energia. É de suma importância aprofundar os estudos de geração de energia elétrica, através de recursos naturais para atendimento da demanda de carga no sistema de distribuição.

Nesse cenário, a geração distribuída (GD), que é definida como uma forma de gerar energia a partir de unidades geradoras de pequeno porte, conectadas ao sistema de distribuição e próximas ao consumo, vem sendo utilizada cada vez mais para abastecimento do consumo industrial, comercial e residencial, podendo injetar ou não excedentes na rede (ZILLES, 2012). A GD também pode ser utilizada como uma classe de geração que favorece a distribuição de energia elétrica e promove a descentralização de geração de potência, o que torna o sistema mais resiliente, por ter vários pontos de injeção de energia, possibilitando o atendimento de necessidades locais do sistema de distribuição. Em tais exemplos, a escolha do local de instalação da GD, possibilita adiar investimentos no aumento da capacidade de transporte de uma determinada linha, ao mesmo tempo que, pode garantir que as cargas sejam atendidas (ZILLES, 2012).

De acordo com o crescimento da geração distribuída, novas tecnologias estão surgindo para promover o desenvolvimento dos sistemas de distribuição, à medida que vêm sendo elaborados estudos para um aproveitamento eficaz da energia gerada. Uma proposta de melhor proveito da eletricidade produzida pelos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica são os Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias (SAEB), que são responsáveis por suprir a demanda quando os sistemas fotovoltaicos não estão gerando eletricidade ou ocorrem interrupções na rede (OLIVEIRA, 2018).

A localização e o dimensionamento de SAEB são aspectos de extrema importância a serem abordados no que concerne aos sistemas de distribuição. Em virtude da qualidade do fornecimento de energia e aumento da confiabilidade dos serviços prestados aos consumidores, os SAEBs podem ser alocados em uma subestação, na situação em que o

alimentador está ilhado da rede, isto é, quando um equipamento ou uma linha de transmissão são isolados da rede para manutenções ou em situações de falta. No entanto, de acordo com Wu, Conejo e Mathew (2021), o sistema de baterias pode ser mais eficiente quando colocado na última barra que fornece energia para os consumidores. Por outro lado, se um sistema de armazenamento estiver instalado no meio de um circuito, uma falha a jusante dele pode torná-lo menos eficaz.

De acordo com a base de dados do Departamento de Energia dos Estados Unidos DOE (2023), existem 1693 projetos de sistemas de armazenamento em baterias em operação atualmente no mundo, conectados aos sistemas de distribuição e transmissão, resultando em 1,79 GW de potência instalada. O país com o maior número é o Estados Unidos, com 739 projetos, o segundo maior é a China que têm 99 projetos, seguido da Alemanha com 97 projetos e o quarto é o Japão com 94 sistemas. Na América do Sul, o destaque é o Chile, com 9 projetos. O sistema com maior potência nominal armazenada é o *Hornsedale Power Reserve*, ele possui 100 MW e localiza-se na Austrália, na cidade de Jamestown, no parque eólico de Hornsdale. O Brasil possui projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) de armazenamento em andamento. Na base de dados do DOE constam apenas dois projetos no Brasil, ambos do fabricante brasileiro Moura, que produz sistemas de armazenamento de energia em baterias com tecnologias de chumbo carbono ou íons de lítio com vida útil de dez anos. O primeiro projeto implantado no Brasil é um sistema de 161 kW, instalado na Usina Hidrelétrica de Bariri em São Paulo, da AES Tietê, conectado ao SIN.

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA, do inglês: *International Energy Agency*) o armazenamento por bateria em escala de rede precisa crescer significativamente. No cenário de Emissões Líquidas Zero (NZE, do inglês: *Net Zero Emissions*) (cenário normativo da IEA, que apresenta meios para o setor de energia global alcançar emissões líquidas zero de dióxido de carbono até 2050), a capacidade instalada de armazenamento por bateria em escala de rede irá expandir para 970 GW até 2030. Para o desenvolvimento do Cenário Líquido Zero, as adições anuais devem aumentar significativamente para uma média de mais de 120 GW por ano durante o período de 2023-2030 (IEA, 2023a).

Nesse sentido, o trabalho a ser realizado visa o desenvolvimento de metodologia de dimensionamento de baterias operando em conjunto com a geração fotovoltaica, conectado ao sistema de distribuição. Serão apresentadas comparações do perfil de tensão de sistemas que possuem e que não possuem armazenamento de energia por baterias, ressaltando as vantagens que existem ao utilizar os SAEBS para melhorar os níveis de tensão da rede.

1.2 Problema de Pesquisa

A energia solar fotovoltaica (FV) é uma das principais fontes de energia renovável e está se tornando a maior contribuinte para a geração de eletricidade entre todas as candi-

datas a energia renovável. Contudo, a penetração em larga escala nas redes de distribuição não foi planejada no processo de construção das redes e os elevados níveis de penetração de FV podem alterar o comportamento operacional normal das redes de distribuição. Como a maior parte das redes de distribuição são radiais, a suposição operacional é que a energia flui de redes de alta tensão à montante para redes de baixa tensão à jusante. No entanto, devido ao aumento do nível de penetração de FV nas redes de distribuição, a demanda nos alimentadores de distribuição diminui porque uma parcela significativa da energia é fornecida localmente pelo FV instalado. Isso causa variação significativa de tensão nas redes de distribuição, o que não é desejável. Em alguns casos, a geração de FV pode exceder as cargas do alimentador, produzindo fluxo reverso de potência no sistema. (ALAM; MUTTAQI; SUTANTO, 2012)

Diante disso, a alocação ótima e o dimensionamento do sistema de baterias, que atenda às restrições exigidas pela rede, pretende minimizar os impactos gerados e garantir o atendimento das cargas do sistema de distribuição. Tendo em vista que o custo das baterias é elevado, faz-se necessário o desenvolvimento de uma metodologia que indique a localização adequada do SAEB, com emprego de técnicas para seleção das melhores alternativas, afim de alcançar níveis de tensão dentro dos limites permitidos, menores violações de tensão e menor variação. O intuito é demonstrar a viabilidade energética proporcionada e os benefícios oferecidos tanto ao consumidor, quanto à rede de distribuição.

1.3 Objetivos

O objetivo geral deste trabalho é dimensionar sistemas de baterias para sistemas fotovoltaicos como forma de energização complementar, em alimentadores de distribuição de grande porte. Serão feitas simulações afim de analisar qual o melhor ponto de alocação das baterias, que implique na minimização da função objetivo, composta pelo somatório das violações de tensão, das variações e do erro em relação à tensão de referência. Além disso, será avaliado o estado de carga, o perfil de carregamento e descarregamento das baterias. Para a realização dos ensaios, será utilizado um fluxo de potência resolvido pelo método da varredura *backward/forward*. Espera-se obter o dimensionamento adequado e a melhor localização das baterias no sistema de distribuição. Ademais, serão realizados estudos de casos com baterias de íons de lítio, afim de demonstrar a aplicabilidade do método proposto.

Para a realização da tarefa, alguns objetivos específicos podem ser enumerados:

1. Realizar um estudo sobre os sistemas fotovoltaicos, apresentando as principais características e os componentes do sistema de geração de energia solar;
2. Descrever os sistemas de armazenamento de energia, demonstrando as principais características das baterias;

3. Utilizar o modelo matemático de bateria desenvolvido na Equação 3.3 deste trabalho, denominada Equação de Shepherd (1965) para encontrar a tensão nos terminais da bateria em função de sua capacidade, carga extraída durante o ciclo e corrente de saída. Ademais, será utilizada a Equação 3.4 desse trabalho, conforme o estudo de Doerffel e Sharkh (2006) para representar a capacidade de uma célula de bateria em função da corrente de descarga.
4. Serão utilizados o método de busca de vizinhança variável(VNS, do inglês: *Variable Neighborhood Search*), o método de Busca Tabu e o Procedimento de Busca Guloso, Aleatório e Adaptativo (GRASP, do inglês: *Greedy Randomized Adaptive Search Procedure*) para realizar a alocação de baterias no sistema de distribuição e serão feitas comparações afim de verificar quais dos métodos de otimização apresentou melhores resultados.
5. Realizar testes e simulações da rede de distribuição de grande porte, funcionando juntamente com sistemas fotovoltaicos e sistemas de armazenamento por baterias, no *software* MatlLab, visando comprovar a eficácia do método desenvolvido;

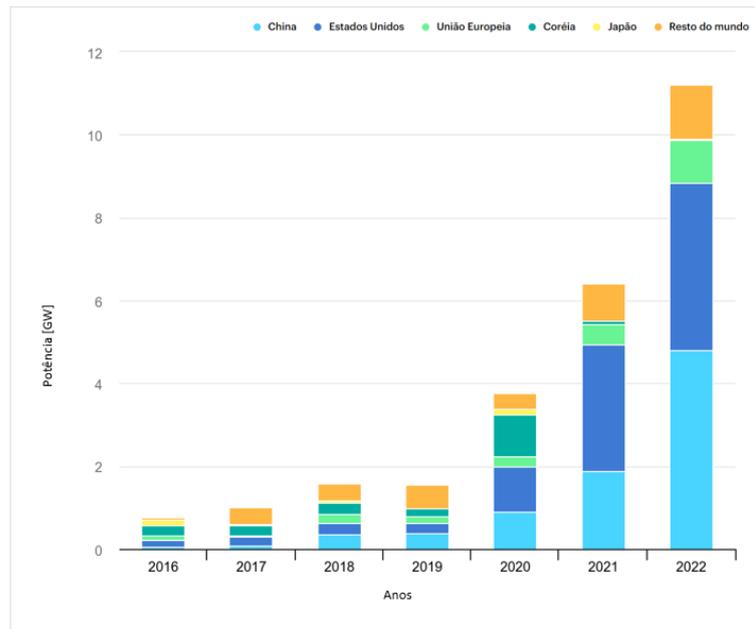
1.4 Justificativa

A realização de estudos sobre aplicações de baterias nos sistemas fotovoltaicos está crescendo mais, uma vez que, os sistemas de armazenamento por baterias promovem o aumento da confiabilidade do sistema de distribuição. Além de garantir o atendimento da carga em momentos de falta, as baterias podem ser dimensionadas para suprir parcialmente ou totalmente a demanda em horários de pico, gerando benefícios, tanto para a concessionária de energia quanto para os consumidores. O armazenamento também contribui para regulação de tensão e posterga os investimentos em expansão de alimentadores e transformadores, reduzindo de forma significativa a demanda máxima do sistema de distribuição. Ademais, os SAEBs atenuam as perdas elétricas, promovem maior confiabilidade e qualidade de fornecimento para os consumidores (WU et al., 2021).

Segundo IEA (2023a), em comparação com 2021, as instalações aumentaram mais de 75% em 2022, com a adição de cerca de 11 GW de capacidade de armazenamento. Conforme mostra a Figura 1, Estados Unidos, China e Europa lideraram o mercado.

A IEA relata que a rápida expansão dos sistemas de armazenamento de energia é um assunto que trará preocupações devido à variação da geração de energia provenientes de fontes como solar e eólica, uma vez que, essas fontes vem sendo cada vez mais utilizadas como incentivo do Cenário de Emissões Líquidas Zero de dióxido de carbono. Dessa forma, para atender às crescentes necessidades de flexibilidade e descarbonizar a geração de eletricidade, torna-se necessário a implementação de reforços na rede, desenvolvimento de programas de incentivo aos consumidores para reduzir o consumo, a inserção de sistemas

Figura 1 – Crescimento de armazenamento de bateria em escala de rede, 2016-2022

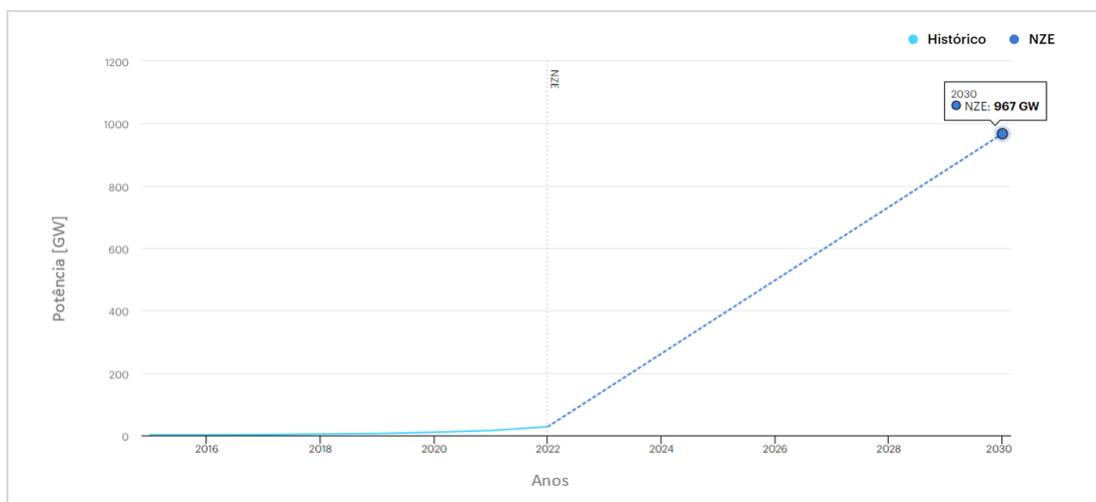


Fonte: (IEA, 2023a)

de armazenamento de baterias em escala de rede e energia hidrelétrica reversível(IEA, 2023a).

A Figura 2 apresenta a capacidade instalada de armazenamento de baterias em escala de rede no Cenário de Emissões Líquidas Zero de dióxido de carbono, 2015-2030, observa-se um crescimento elevado, que expande 35 vezes entre 2022 e 2030 para 967 GW.

Figura 2 – Capacidade instalada de armazenamento de bateria em escala de rede no Cenário de Emissões Líquidas Zero, 2015-2030



Fonte: (IEA, 2023a)

Segundo o relatório disponível em IEA (2023b), a geração de energia solar atingiu 1300 TWh, o que representa um aumento recorde de 270 TWh, marcando um crescimento de 26% em 2022. Além disso, a tecnologia por geração solar ultrapassou todas as outras tecnologias renováveis em 2022 e apresentou crescimento maior do que a energia eólica pela primeira vez na história. Esta taxa de crescimento de geração corresponde ao nível previsto de 2023 a 2030 no Cenário Emissões Líquidas Zero até 2050. Espera-se que o crescimento contínuo da atratividade econômica da energia fotovoltaica, o desenvolvimento maciço da cadeia de abastecimento e o aumento do apoio político, especialmente na China, nos Estados Unidos, na União Europeia e na Índia, acelerem ainda mais o crescimento da capacidade nos próximos anos. O Brasil adicionou quase 11 GW de capacidade solar fotovoltaica em 2022, dobrando seu crescimento em 2021. Prevê-se que a implantação se mantenha neste nível a médio prazo, graças à procura contínua de energias renováveis por parte da indústria. De acordo com a IEA, juntamente com o crescimento da capacidade solar fotovoltaica, crescem também os problemas causados pela injeção de energias renováveis na rede elétrica, ocorrendo excesso de fluxo reverso de energia, altas magnitudes de tensão local, com possível violação de tensão em horário de pico da geração de energia solar fotovoltaica. Essas questões podem induzir instabilidade na rede elétrica, além de limitar maior penetração de energias renováveis devido a natureza intermitente e não determinística.

Diante disso, os SAEBs se apresentam como uma alternativa para aliviar os elevados níveis de penetração nas redes de distribuição, trazendo benefícios para os consumidores e para as concessionárias de energia.

1.5 Estado da Arte

O armazenamento por baterias é tema de pesquisa de diversos estudos devido ao aumento da eficiência e qualidade de energia dos alimentadores da distribuição. Os trabalhos científicos que serão abordados, apresentaram diferentes métodos de dimensionamento, alocação e modelos para a carga e descarga de SAEB, conectados à rede de distribuição.

Em (WU et al., 2021), foi apresentada uma metodologia para definir a localização ótima de baterias utilizando dados geográficos da concessionária, históricos de consumo e de faltas, um circuito elétrico equivalente e registros históricos do capital investido e o custo de operação e manutenção do SAEB. O algoritmo de otimização atribuiu a energia não fornecida esperada e o posicionamento ideal, especificando o barramento e a fase onde o sistema de armazenamento deveria ser alocado. Os resultados obtidos, comprovaram que o SAEB aumentou a confiabilidade de fornecimento e adiou investimentos em atualizações em alimentadores da rede de distribuição.

A estratégia de controle tradicional de tensão local foi comparada à estratégia de

controle coordenada, com base na otimização de sistemas fotovoltaicos (FV) com SAEB na rede de distribuição, em Balram, Tuan e Carlson (2018). O estudo realizado utilizou uma estrutura de controle preditivo do modelo (MPC, do inglês: *Model Predictive Control*) e três estratégias foram implementadas, sendo elas: MPC centralizado, descentralizado e distribuído. Os resultados obtidos apontaram que o MPC descentralizado tem melhor desempenho em comparação com o controle de tensão centralizado e demonstraram que o perfil de tensão na rede foi melhorado. Com relação ao MPC distribuído, foi observado um aumento de 1.3% de utilização da reserva de energia reativa, quando comparado com o MPC centralizado.

No trabalho de Wu, Conejo e Mathew (2021), foi proposto um modelo ótimo multiobjetivo para localização e dimensionamento do SAEB no sistema de distribuição. Para análise dos impactos do SAEB, foi considerada a redução da demanda máxima, a melhoria da qualidade do perfil de tensão do alimentador e a capacidade de regulação de potência ativa para controle da rede de distribuição. Foi utilizado um alimentador com 21 nós com 3 fontes de energia renovável para testar o modelo. Os resultados demonstraram que a qualidade do perfil de tensão e a capacidade de ajuste de potência foram ampliadas no sistema com baterias quando comparadas com o sistema sem baterias. Ademais, foi comprovado que o SAEB deve ser alocado em barras fracas (mais sensíveis a condições de falta de energia elétrica).

A alocação ótima de SAEB em redes de distribuição para maximizar o suporte na integração de geração FV foi abordada em Babacan, Torre e Kleissl (2016). Os autores fizeram uso do algoritmo genético (AG) para criação de um modelo de otimização que realiza atenuação do desvio de tensão proveniente da alta penetração de energia solar e também reduz as perdas no sistema. Os autores concluíram que a utilização de SAEB em sistemas de distribuição gera benefícios relacionados à redução de perdas e atenua os desvios de tensão.

Em Kottick, Blau e Edelstein (1993) foi apresentada uma das aplicações elementares de utilização de SAEB para regulação de frequência no sistema de distribuição. O estudo apresentou análises considerando o fornecimento e a remoção de potência pelo sistema de armazenamento na rede elétrica, de modo a obter o máximo de estabilidade possível. Utilizou-se um modelo que representava o banco de baterias, os equipamentos de condicionamento de energia, transformador e o controlador de carga. A eficiência do SAEB foi representada por uma função de transferência de primeira ordem.

O trabalho de Divya e Østergaard (2009) abordou aplicações diretas e indiretas de baterias em sistemas de distribuição de energia elétrica e foi destacada a importância dos SAEB para melhoria da qualidade de energia, para regulação de tensão, de frequência e redução de perdas. Além disso, os autores realizaram uma breve descrição das tecnologias de SAEB, enfatizando a aplicabilidade das baterias de chumbo-ácido, NaS, NiCd e baterias de íons de lítio. Segundo o estudo, a bateria chumbo-ácido é o tipo de bateria mais antiga

e ela é a principal tecnologia usada nas aplicações do sistema de energia. As tecnologias líderes em aplicações de bateria de alta densidade de potência são de íons de lítio, NaS e NiCd. No entanto, a bateria de íons de lítio possui o maior potencial para desenvolvimento futuro. Além do tamanho pequeno e baixo peso, as baterias de íons de lítio oferecem a maior densidade de energia e eficiência de armazenamento próxima a 100%, o que as torna ideais para dispositivos portáteis. A conclusão do estudo mostrou que as baterias devem ser modeladas de forma que suas características sejam devidamente representadas e sua operação seja considerada no período de segundo até horas.

Em Swierczynski et al. (2013), foram analisados os aspectos relacionados ao funcionamento dos SAEB no mercado de energia da Dinamarca, juntamente com o fornecimento de regulação da frequência. O estudo realizou testes em sistemas de distribuição para avaliar a redução na eficácia de SAEB de íons de lítio. Foram utilizados como critérios de avaliação medidas de capacidade de armazenamento, medidas de resistência interna e medições de espectroscopia de impedância eletroquímica. Os autores concluíram que as baterias de íons de lítio apresentaram resultados satisfatórios para regulação da frequência primária.

O estudo realizado por Stroe et al. (2017) utilizou baterias de íons de lítio para regulação da frequência e cinco propostas de controle da regulação foram abordadas. Os autores afirmaram que esse tipo de bateria tem características interessantes para utilização em sistemas de armazenamento, resposta rápida, elevada potência de fornecimento e reduzida taxa de autodescarga. Foi demonstrado que, de acordo com a metodologia utilizada para reestabelecer o estado de carga, a degradação do SAEB é elevada e dessa forma, a vida útil também é afetada.

Em Zhao et al. (2016), foi proposto um modelo de carga/descarga de SAEB na rede de distribuição com geração distribuída. Foram analisados os tempos de comutação de carga e descarga, visando reduzir custos de operação e levando em conta a vida útil do SAEB. Os autores basearam-se no método Branch and Bound para solucionar o problema de programação não linear, dinâmica e inteira mista. Para teste do método, foi utilizado o sistema de 33 barras do IEEE com algumas adaptações. Os resultados alcançados demonstraram que o modelo e o método de solução foram eficientes para resolver o problema proposto.

2 Sistemas Fotovoltaicos

Neste capítulo, serão abordados os conceitos importantes relacionados aos sistemas fotovoltaicos. Serão descritos os parâmetros elétricos, os fatores que afetam o desempenho das células e os componentes do sistema de geração solar conectados à rede.

2.1 Curva I-V

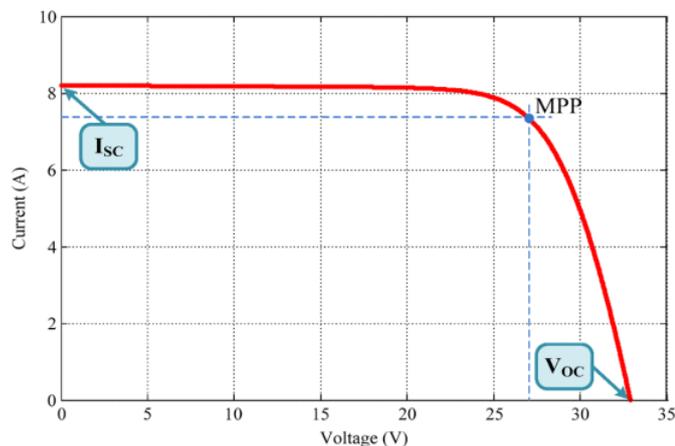
A curva de corrente *versus* tensão(I-V) de uma célula ou módulo fotovoltaico é de fundamental importância para análise de qualidade e desempenho da geração de energia solar. Através desta curva é possível realizar o rastreamento do ponto de máxima potência(MPPT, do inglês: *Maximum Power Point Tracking*), onde a energia produzida é maximizada em condições uniformes de irradiação solar(BRITO et al., 2013). Além disso, a eficiência e potência de saída das células FV variam em função da irradiação e da temperatura, conforme mostrado na Figura 3, a curva característica I-V da célula solar é não linear(FARANDA; LEVA; MAUGERI, 2008).

Ademais, é possível notar que não existe produção de energia nos pontos $(0, V_{OC})$ e $(I_{SC}, 0)$. Visto que a potência instantânea tem valor nulo nesses pontos. Dado que a potência de saída é o resultado do produto entre a corrente e a tensão do módulo fotovoltaico. Em que:

V_{OC} = tensão de circuito aberto;

I_{SC} = corrente de curto-circuito;

Figura 3 – Curva I-V de uma célula fotovoltaica.



Fonte: Retirado de Faranda, Leva e Maugeri (2008)

2.2 Parâmetros Elétricos

Segundo Pinho e Galdino (2016), a partir da curva I-V mostrada na Figura 3, os parâmetros elétricos das células ou módulos fotovoltaicos podem ser determinados. A seguir, serão apresentados os conceitos de tensão de circuito aberto, corrente de curto-circuito, fator de forma, eficiência e ponto de máxima potência.

- Corrente de curto-circuito I_{SC} : é o valor máximo que a corrente na célula FV pode atingir quando a tensão elétrica em seus terminais é igual a zero. Essa corrente varia conforme a área da célula, a irradiância solar, a distribuição espectral, as propriedades ópticas e a probabilidade de coleta dos pares elétron-lacuna formados.
- Tensão de circuito aberto (V_{OC}): é a tensão medida entre os terminais de um módulo ou célula FV quando o circuito está sem carga, ou seja, a corrente elétrica é nula.
- Fator de forma (FF): é a razão entre a potência máxima que a célula pode produzir e a potência obtida através de I_{SC} e V_{OC} . Ele mede o índice de qualidade das células e pode ser calculado pela Equação 2.1:

$$FF = \frac{V_{MP}I_{MP}}{V_{OC}I_{SC}} \quad (2.1)$$

- Eficiência (η): É o parâmetro que relaciona a potência elétrica que a célula produz com a potência da energia solar incidente. A eficiência representa a efetividade do processo de conversão de energia solar em elétrica. A Equação 2.2 demonstra como é feito o cálculo deste parâmetro.

$$\eta = \frac{V_{OC} \cdot I_{SC} \cdot FF}{A \cdot G} 100\% = \frac{P_{MP}}{A \cdot G} 100\% \quad (2.2)$$

Em que:

A é a área da célula em [m^2];

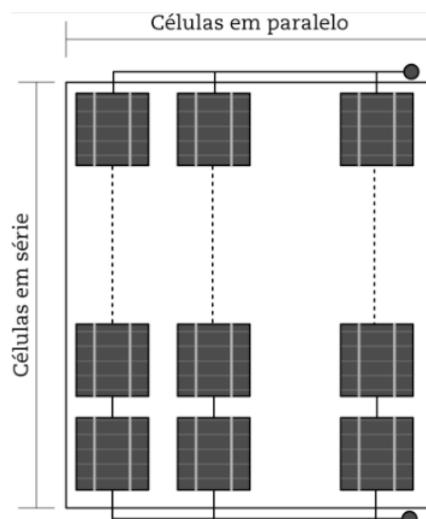
G é a irradiância solar incidente em [W/m^2];

P_{MP} é o ponto de máxima potência em [Wp(Watt-pico)], associada às condições padrão de ensaio(STC, do inglês: Standard Test Conditions);

2.3 Gerador Fotovoltaico

O gerador fotovoltaico realiza a conversão de energia solar em energia elétrica. Ele é composto por células fotovoltaicas que são associadas em série e/ou em paralelo para elevar a produção de geração de energia. Esta alternativa de associação de células é necessária devido à tensão gerada de cada célula ser de 0,5V a 1,5V, tornando-a incompatível com

Figura 4 – Conexão das células fotovoltaicas

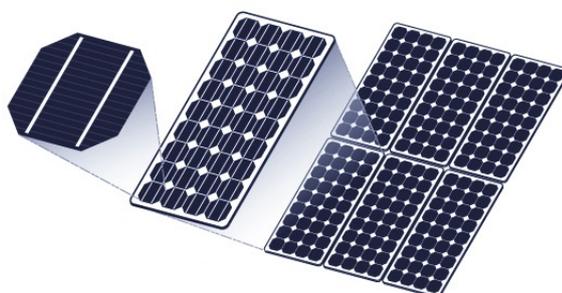


Fonte: ZILLES (2012)

os equipamentos elétricos (ZILLES, 2012). A Figura 4 apresenta a conexão em série e em paralelo de um conjunto de células.

Um grupo de células fotovoltaicas é definido como módulo. Eles podem ser fabricados de formas diferentes, afim de se obter características elétricas de geração desejadas. De acordo com a forma de associação, é possível obter diferentes valores de potência, tensão e corrente. Para melhor aproveitamento e para aumentar a eficiência dos módulos, eles devem ser protegidos da exposição à umidade, poeira e variações bruscas de temperatura, devido à fragilidade e sensibilidade à corrosão. Segundo ZILLES (2012), no processo de fabricação dos módulos, as células são encapsuladas afim de garantir que a produção de energia do módulo não seja afetada por condições climáticas, radiação e por contatos com superfícies abrasivas.

Figura 5 – Representação de uma célula, um módulo e um arranjo fotovoltaico.



Fonte: Adaptado de Beatriz et al. (2011)

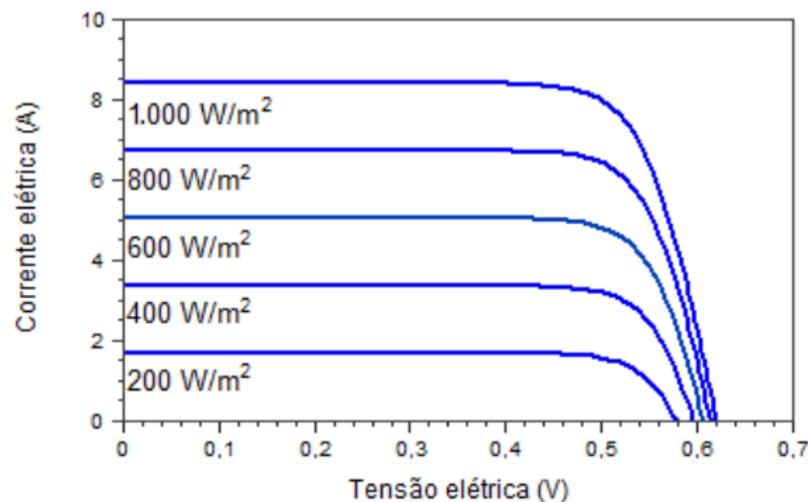
2.4 Fatores que afetam as características dos módulos

A irradiância solar e a temperatura são fatores que afetam diretamente a eficiência dos módulos. Segundo Pinho e Galdino (2016), em condições de alta concentração solar a eficiência das células pode ser elevada, mediante ao controle de temperatura e a utilização lentes ou espelhos para absorção de elevados níveis de irradiância. Além disso, os autores salientam que a resistência série (R_s) pode diminuir o desempenho dos módulos quando a irradiância é alta. Porém, a resistência em paralelo (R_p) pode afetar a potência gerada se os níveis de radiação solar forem baixos.

2.4.1 Irradiância Solar

A corrente elétrica gerada por uma célula FV aumenta de forma linear com o crescimento da irradiância solar incidente. Por outro lado, V_{OC} cresce de forma logarítmica. A Figura 6 apresenta a influência de diversos valores de irradiância solar na curva característica I-V de uma célula fotovoltaica de silício cristalino para temperatura de 25 °C. A corrente de curto-circuito varia com a irradiância de acordo com a Equação 2.3.

Figura 6 – Variação da irradiância solar na curva característica I-V de uma célula fotovoltaica de silício cristalino para temperatura de 25 °C.



Fonte: Adaptado de Pinho e Galdino (2016).

$$I_{SC} = I_{SCst} * \frac{G}{1000} \quad (2.3)$$

Em que:

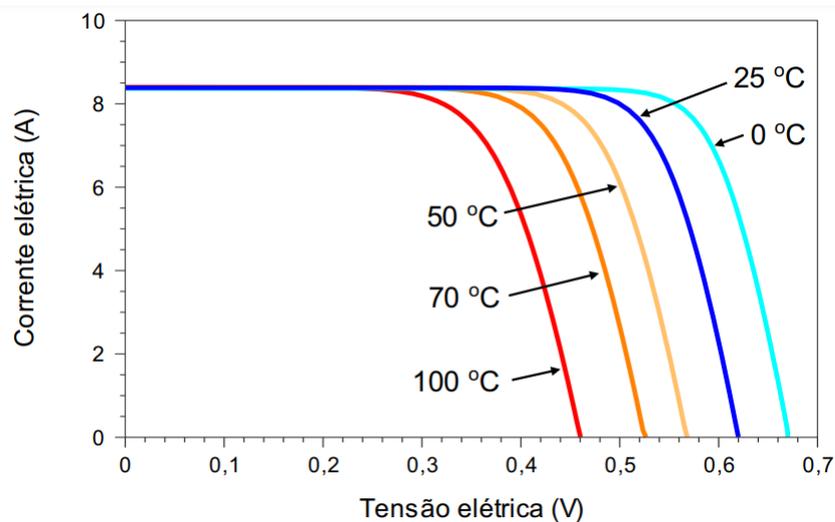
I_{SCst} é corrente de curto-circuito do módulo nas STC;

2.4.2 Temperatura

A elevação da temperatura em consequência do crescimento da irradiância incidente e também devido ao aumento da temperatura do ambiente implica na redução da eficiência dos painéis solares. Isso ocorre devido à redução da tensão da célula com o aquecimento, fazendo com que a potência de saída seja reduzida. Em uma célula de silício cristalino, ao elevar a temperatura em 100 °C, a tensão de circuito aberto decai 30% e a corrente de curto-circuito aumenta em 20%. Para módulos constituídos de filmes finos, a potência não é afetada em grande escala pelo aumento da temperatura, mas apresenta uma pequena variação de eficiência.

A Figura 7 mostra a influência da temperatura nas curvas I-V de uma célula fotovoltaica, com irradiância de 1.000 W/m^2 .

Figura 7 – Curvas I-V para valores temperaturas da célula fotovoltaica, com irradiância de 1.000 W/m^2 .



Fonte: Adaptado de Pinho e Galdino (2016).

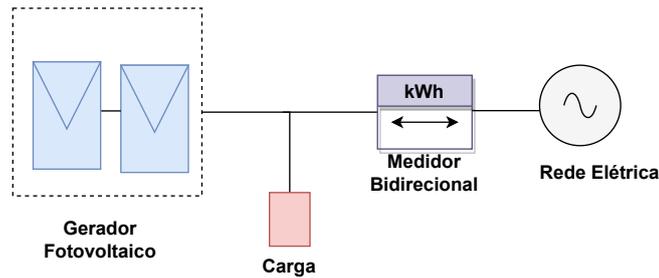
2.5 Sistemas fotovoltaicos conectados à rede

A energia gerada pelo sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) é utilizada em primeiro lugar para atendimento da demanda de carga local e a quantidade de geração excedida é injetada na rede elétrica de distribuição, para recebimento de créditos de energia. No entanto, em *slots* de tempo em que não há produção de energia solar, os consumidores são atendidos pelo sistema de distribuição.

A Figura 8 abaixo apresenta o esquema de conexão de um SFCR e demonstra seus principais componentes.

Além da aplicação citada anteriormente, os sistemas fotovoltaicos isolados podem operar de forma isolada da rede elétrica. A utilização de armazenadores de energia é ne-

Figura 8 – Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico conectado à rede.



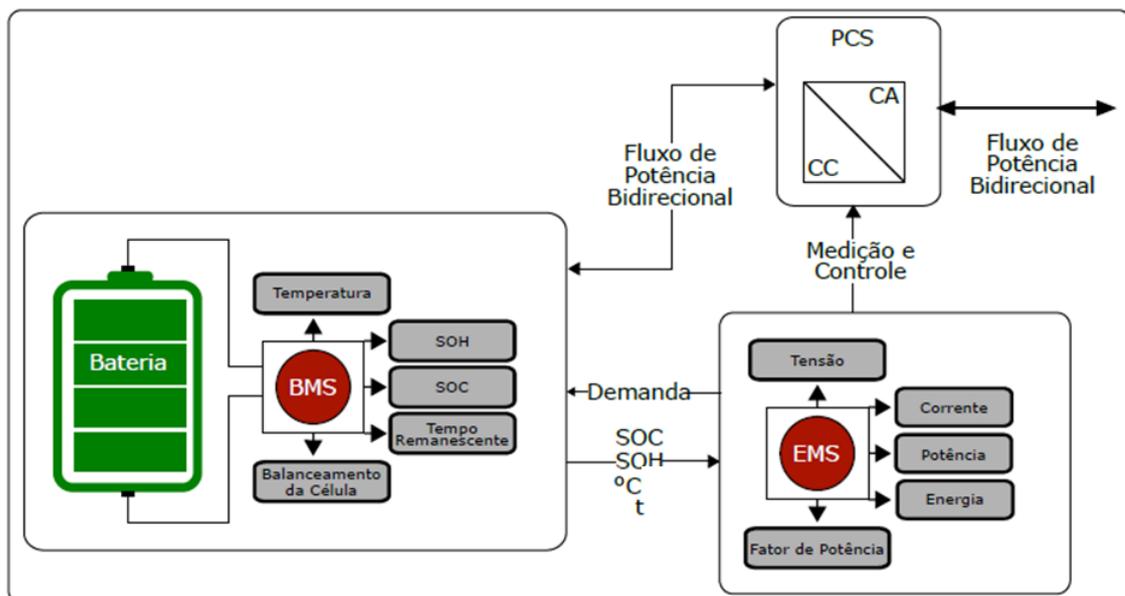
Fonte: Da Autora, (2023).

cessária para atendimento da demanda em condições de não operacionalidade do gerador, por exemplo, durante a noite ou em dias com menor irradiância solar. Desta forma, um percentual da energia gerada pelos módulos é utilizado para carregar as baterias até um valor de SOC desejado e em condições oportunas essa energia é utilizada para atender a demanda (ZILLES, 2012). Essa aplicação será o foco do trabalho e será desenvolvida uma metodologia de dimensionamento de baterias operando em conjunto com a geração fotovoltaica em alimentadores da distribuição.

3 Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias

Segundo Lawder et al. (2014), os sistemas de armazenamento por baterias tiveram um grande crescimento recentemente devido às inúmeras contribuições de melhoria no desempenho dos sistemas de distribuição industriais e públicos. A integração de sistemas de armazenamento operando em redes de distribuição é tema de pesquisa de vários estudos na literatura e apesar de terem sido desenvolvidas muitas tecnologias de armazenamento em quantidade elevada, como supercapacitores, supercondutores para armazenamento de energia magnética, ar comprimido e volantes de inércia, elas se apresentam limitadas devido à capacidade de armazenamento, resposta e também por causa da dependência do local de instalação. Neste contexto, o processo de armazenar energia através de baterias eletroquímicas demonstra-se mais eficiente devido à sua flexibilidade de capacidade de armazenamento, melhor definição do local de instalação e também por apresentar resposta rápida no atendimento das demandas. A Figura 9 apresenta um SAEB composto pelo conjunto de baterias, um sistema de gerenciamento da bateria (BMS, do inglês: *Battery Management System*), outro sistema para realizar a interface com a rede (PCS, do inglês: *Power Conditioning System*) e um sistema de gerenciamento da energia (EMS, do inglês: *Energy Management System*).

Figura 9 – Diagrama de um sistema de armazenamento por baterias



Fonte: Retirado de Campos (2019)

3.1 Baterias Eletroquímicas

As baterias são responsáveis por realizar a conversão de energia química em energia elétrica e vice-versa. De acordo com Pinho e Galdino (2016), são compostas por células conectados em série e/ou em paralelo, capazes de armazenar energia elétrica na forma de energia química por meio de um processo eletroquímico de oxidação e redução (redox) que ocorre em seu interior. Quando uma bateria carregada é conectada a uma carga elétrica, ocorre o processo reverso, ou seja, uma corrente contínua é produzida pela conversão de energia química em energia elétrica (PINHO; GALDINO, 2016).

As baterias podem ser classificadas como recarregáveis e não recarregáveis, e são caracterizadas de acordo com o tipo de célula existente na sua composição. As baterias não recarregáveis são compostas por células primárias e quando ocorre a descarga total, as baterias não têm mais utilidade. São utilizadas em aplicações que exigem menor demanda de energia e baixa potência, como relógios e calculadoras. Já as baterias recarregáveis são compostas pelas células secundárias e, através de uma fonte externa de tensão ou de corrente, é possível recarregá-las, tornando sua aplicação mais eficiente e por maiores intervalos de tempo, como em sistemas fotovoltaicos. (NOLASCO, 2020).

As baterias de íons de lítio podem ser aplicadas ao armazenamento de energia da rede devido às suas altas densidades de energia e potência. As principais aplicações são em micro-rede e como suporte de rede em horários de pico de consumo. No caso de suporte de rede, o uso variará potencialmente de regulação de frequência e acompanhamento de carga, quando tempos de resposta curtos são necessários, para corte de pico e deslocamento de carga, os quais podem levar a melhorias na confiabilidade, estabilidade e custo da rede. Em geral, o uso de baterias recarregáveis no armazenamento de energia pode permitir a melhor integração dos recursos de energia renovável à rede e ser usado para acomodar cargas de pico (DIOUF; PODE, 2015). Outras vantagens das baterias de íons de lítio em comparação com as baterias de chumbo-ácido e hidreto metálico de níquel (NiMH), resumidas na Tabela 1, relacionam-se com sua alta eficiência energética, sem efeitos de memória e um ciclo de vida relativamente longo. Além disso, a curva de descarga plana da célula de íons de lítio oferece utilização efetiva da energia armazenada enquanto a tensão permanece quase constante.

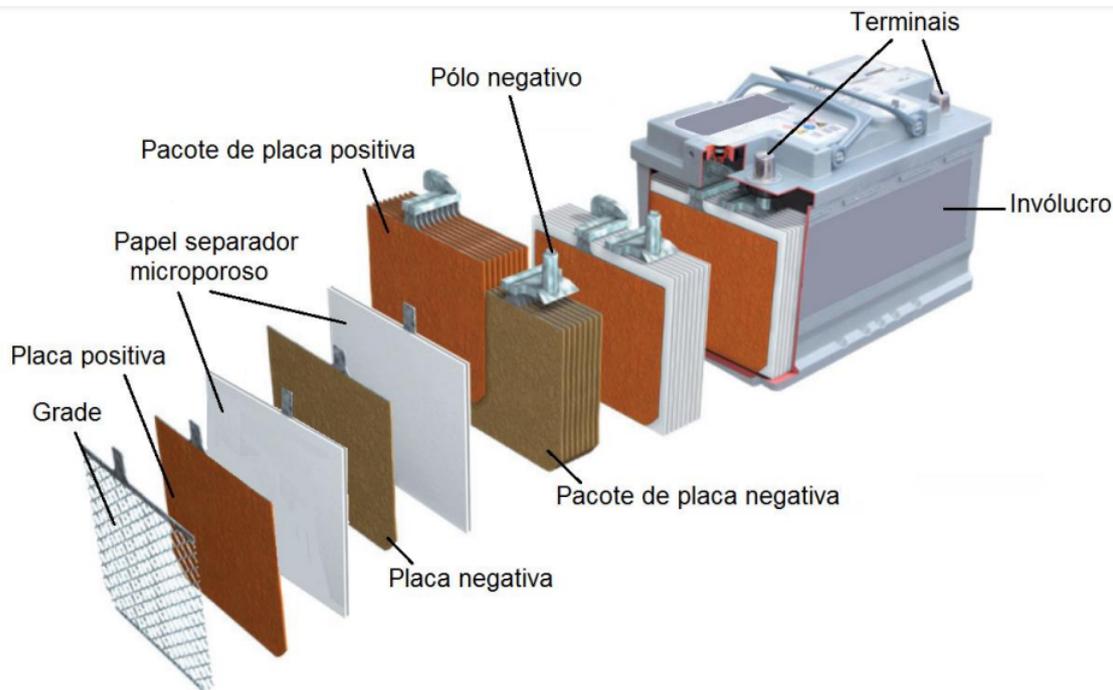
Por exemplo, o sistema de armazenamento de energia de íons de lítio de 5 MW de última geração que foi inaugurado em South Salem, Oregon, EUA permite armazenar o excedente de eletricidade ocasionalmente produzido por fontes de energia renováveis intermitentes, como a eólica e a solar. O sistema de armazenamento de energia é integrado a uma zona de energia localizada e dependendo do tamanho do sistema, vários clientes da área poderão reter energia mesmo durante apagões elétricos regionais (ALAM et al., 2020).

Tabela 1 – Comparação entre diferentes tecnologias de baterias.

Especificações	Chumbo ácido	NiCd	NiMH	íon de lítio		
				Cobalto	Manganês	Fosfato
Densidade de energia específica (Wh/kg)	30–50	45–80	60–120	150–190	100–135	90–120
Resistência interna (mΩ)	<100 pacote de 12 V	100–300 pacote de 6 V	200–300 pacote de 6 V	150–300 por célula	25–75 por célula	25–50 por célula
Ciclo de vida (80% de descarga)	200–300	1000	300–500	500–1000	500–1000	1000–2000
Tempo de carregamento(h)	8–16	1	2–4	2–4	≤ 1	≤ 1
Tolerância de sobrecarga	Alto	Moderado	Baixo	Baixo		
Auto-descarga/mês (temperatura)	5%	20%	30%	<10%		
Tensão nominal da célula(V)	2	1,2	1,2	3,6	3,8	3,3
Tensão de corte de carga (V/célula)	2,40 Flutuação 2,25	Detecção de carga total por assinatura de tensã		4,20		3,60
Tensão de corte de descarga (V/célula, 1C)	1,75	1,00		2,50–3,00		2,80
Pico de corrente de carga Melhor resultado	5C 0,2C	20C 1C	5C 0,5C	>3C >1C	>30C <10C	>30C <10C
Temperatura de carga	20 a 50 °C (-4 a 122 °F)	0 a 45 °C (32 a 113 °F)		0 a 45 °C (32 a 113 °F)		
Temperatura de descarga	20 a 50 °C (-4 a 122 °F)	20 a 65 °C (-4 a 49 °F)		20 a 60 °C (-4 a 140 °F)		
Requisito de manutenção	3–6 meses (carga máxima)	30 a 60 dias (alta)	60-90 dias (alta)	Não requerido		
Requisitos de segurança	Termicamente estável	Termicamente estável, proteção fusível comum		Circuito de proteção obrigatório		
Em uso desde	Final dos anos 1800	1950	1990	1991	1996	1999
Toxicidade	Muito alto	Muito alto	Baixo	Baixo		

A seguir, é apresentada a construção básica de uma célula não-selada. Segundo Zobaa (2013), cada célula é composta por um conjunto de placas positivas e outro conjunto de placas negativas conectadas em paralelo, os dois conjuntos associam-se de forma intercalada e posteriormente são imersos no eletrólito.

Figura 10 – Visão ampla dos estágios de composição de uma célula eletroquímica



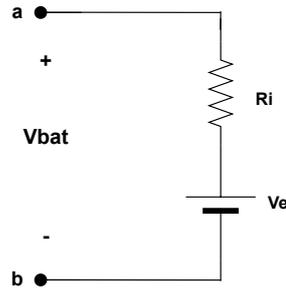
Fonte: Retirada de Zobaa (2013).

3.2 Circuito Equivalente

As baterias podem ser descritas por diferentes circuitos elétricos, por modelos matemáticos, eletroquímicos e também por modelos baseados em redes neurais (NARAYAN et al., 2018). Neste trabalho, serão abordados modelos de circuitos elétricos para descrever os parâmetros elétricos das baterias. Conforme apresentado na Figura 11, a bateria pode ser modelada como um circuito série, composto por uma fonte de tensão (V_e) que representa a tensão ideal da bateria e uma resistência (R_i) caracteriza as perdas devido à autodescarga. É importante ressaltar que os valores de (V_e) e (R_i) dependem da densidade, da espessura e da liga das placas. Além disso, ambos variam de acordo com a temperatura e o estado de carga, logo não possuem valores fixos. Segundo Pinho e Galvão (2016), durante o processo de carga da bateria é produzido ácido sulfúrico, que é liberado do eletrólito isso faz com que a concentração de portadores de carga (íons) seja elevada e, conseqüentemente, implica na redução da tensão ideal da bateria e da resistência interna. No entanto, durante a descarga o processo é invertido, ou seja, a concentração de portadores de carga é menor, fazendo com que os valores de tensão ideal e a resistência interna sejam reduzidos em comparação com o processo de carga.

Quando não há circulação de corrente, a tensão nos terminais da bateria se iguala à tensão ideal, mas quando a corrente no circuito é diferente de zero, uma perda de energia é produzida devido à resistência interna (PINHO; GALDINO, 2016). A Equação 3.1 apresenta o cálculo das perdas na bateria.

Figura 11 – Circuito equivalente de uma bateria eletroquímica



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2016).

$$P_{perdas} = R_i \cdot I_{bat}^2 \quad (3.1)$$

Segundo Pinho e Galdino (2016), devido ao efeito Joule, o elemento aquece ao dissipar potência, mas essa elevação de temperatura é pequena nas aplicações de sistemas fotovoltaicos. A tensão nos terminais da bateria é dada por:

$$V_{bat} = I_{bat} \cdot R_i + V_e \quad (3.2)$$

Em que:

V_{bat} é a tensão nos terminais da bateria;

I_{bat} é a corrente na bateria, considerada positiva na recarga e negativa na descarga;

R_i é a resistência interna da bateria;

V_e é a tensão ideal da bateria (sem resistência);

3.2.1 Principais Parâmetros das Baterias Eletroquímicas

A seguir serão descritos os principais conceitos e características relacionadas às baterias eletroquímicas.

3.2.1.1 Tensão nominal (V_{nom}) e tensão de operação (V_{bat})

A tensão nominal pode ser definida como a tensão estabelecida pelo fabricante para que a bateria opere em regime permanente. Essa tensão depende do processo de fabricação da bateria, como o tipo de associação das células internas e o parâmetros químicos dos materiais ativos que a compõem. A tensão de operação refere-se ao potencial medido entre os pontos a e b do circuito apresentado na Figura 11.

A tensão da bateria pode ser definida de forma analítica, conforme o estudo de Shepherd (1965), em que utiliza-se parâmetros de entrada e resultados obtidos entre os

terminais da bateria para o cálculo de V_{bat} . A seguir, é apresentada a Equação (3.3), denominada Equação de Shepherd.

$$V_{bat} = E_s - K \left(\frac{Q}{Q - it} \right) i - Ri + Ae^{-\frac{Bt}{Q}} \quad (3.3)$$

Em que:

V_{bat} é a tensão entre os polos da bateria [V];

E_s é um valor de tensão constante [V];

K é o coeficiente de polarização [$\Omega.cm^2$];

Q é a quantidade de material ativo [C];

i é a densidade de corrente [$\frac{A}{cm^2}$];

t é o tempo decorrido desde o início de um descarregamento [s];

R é a resistência interna [$\Omega.cm^2$];

A e B são constantes empíricas adimensionais;

3.2.2 Capacidade Nominal (C_{nom})

Segundo Picciano (2007), a capacidade de uma bateria representa a quantidade de carga elétrica que é envolvida nas reações eletroquímicas e pode ser medida em Ampères-hora(Ah). Isso significa que pode ser fornecido ou recebido um valor de corrente, por determinado período de tempo e essa quantidade varia de acordo com a parcela de material ativo no processo de desenvolvimento das reações eletroquímicas. Devido ao efeito Joule, o aumento da corrente implica na elevação de temperatura e, conseqüentemente, afeta nas reações e na capacidade de carga e descarga. Outras unidades de medida da capacidade é o Coulombs e também o quilowatt-hora (kWh). Doerffel e Sharkh (2006) efetuaram ensaios de descarga de corrente constante em diversas baterias desenvolvidas por vários fabricantes. Com os resultados dos ensaios, foi possível elaborar uma equação que relacione a capacidade e a taxa de descarga em uma relação para baterias eletroquímicas.

$$I_d^{pc} t = k \quad (3.4)$$

Em que:

I_d é a corrente de descarga;

t o tempo máximo de descarga;

pc é o coeficiente de Peukert(adimensional);

O valor de pc está normalmente no intervalo entre 1 e 2. Para $pc = 1$, implica que a capacidade total acessível dessa bateria, não depende da taxa de descarga.

A Equação (3.4) vem sendo utilizada para várias aplicações na indústria. Uma adaptação foi realizada para utilizá-la em função da capacidade e da corrente como parâ-

metros, a partir da Equação (3.5).

$$C_{nom} = tI_d \quad (3.5)$$

Dessa forma, a Equação (3.6) parametrizada de capacidade é dada por:

$$C_{nom} = \frac{k}{I_d^{(pc-1)}} \quad (3.6)$$

Em que:

C_{nom} é a capacidade da bateria para determinada corrente de descarga em Ah;

I_d é a corrente de descarga da bateria em A;

k e pc são constantes determinadas a partir dos dados;

Nos datasheets fornecidos pelo fabricantes, a capacidade é descrita em função da curva de descarga. Por exemplo, uma bateria de capacidade nominal igual a 220 Ah, com uma curva de descarga constante C20, consegue fornecer:

$$I_{fornecida} = \frac{220}{20} = 10A$$

Isso significa que, durante 20 horas, a bateria consegue fornecer de forma constante, 10 Ampères.

3.2.3 Estado de Carga

O estado de carga (SOC, do inglês: *State of Charge*) pode ser definido como a capacidade restante disponível na bateria em um dado instante de tempo. O SOC é representado em função da capacidade nominal (SUÁREZ-GARCÍA et al., 2015). A Equação (3.7), a seguir, define o cálculo do estado de carga de uma bateria em um determinado instante t .

$$SOC_t = \frac{E_{arm,t}}{E_{nom}} \times 100 \quad (3.7)$$

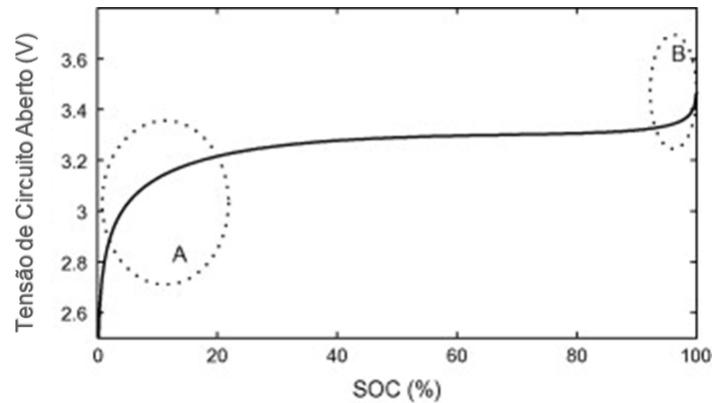
Em que:

$E_{arm,t}$ é a energia total armazenada na bateria no intervalo de tempo t , em kWh;

E_{nom} é a capacidade nominal;

A Figura 12 apresenta uma curva característica do SOC de uma bateria eletrolítica. As regiões A e B representam as áreas de não linearidade da curva.

Figura 12 – Curva característica do estado de carga de uma bateria eletroquímica.



Fonte: Adaptado de He et al. (2013).

3.2.4 Autodescarga

Segundo Pinho e Galdino (2016), as baterias descarregam-se de forma gradativa devido aos processos químicos que ocorrem na parte interna. A autodescarga pode ser definida como um processo natural de perda de energia e pode ser gravemente afetada em condições de elevação da temperatura, como também devido à contaminação do eletrólito e possíveis vazamentos internos. Além disso, especifica-se a autodescarga como uma porcentagem da capacidade nominal que é perdida a cada mês e devido às altas taxas de descarregamento, o desempenho é reduzido e, conseqüentemente, a vida útil também. Segundo (DIOUF; PODE, 2015), as baterias de íons de lítio têm como característica uma baixa taxa de autodescarga quando comparadas com às tecnologias de NiCd e NiMH.

3.2.5 Eficiência de Carga e Descarga

De acordo com Gonzalez-Castellanos, Pozo e Bischi (2020), a eficiência de carga e descarga é definida como o rendimento da bateria, ou seja, indica o percentual de energia que efetivamente é armazenada durante o processo de carga, e que sai da bateria durante a descarga. Esse percentual indica o efeito das perdas internas durante a operação da bateria. O rendimento de uma bateria está no intervalo de 0 a 1 e pode ser calculado utilizando a Equação (3.8).

$$\eta = \frac{P^{bat}}{P^{útil}} \quad (3.8)$$

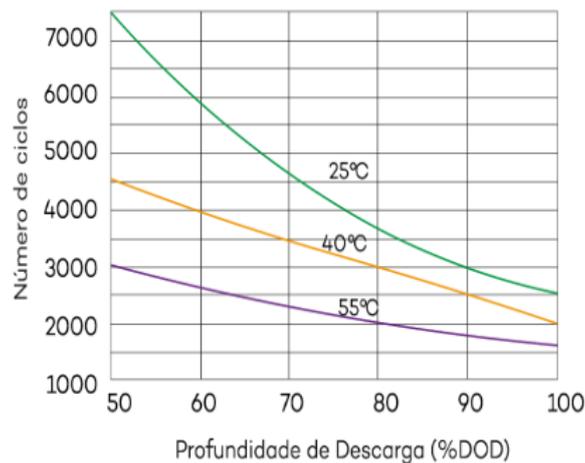
P^{bat} é a potência absorvida pela bateria no processo de carga ou a potência que é liberada no processo de descarga em kW;

$P^{útil}$ é potência armazenada para ser entregue, ou seja a potência interna em kW;

3.2.6 Ciclo de vida

A vida útil é definida como o número de ciclos de carga e de descarga que uma bateria pode ser submetida, mantendo uma porcentagem de sua capacidade inicial. O ciclo de vida de uma bateria é afetado por vários mecanismos que podem degradar o componente em função de seu uso e envelhecimento. A principal característica que se observa quando a bateria já está no processo de degradação é a redução da capacidade de armazenar cargas elétricas. Geralmente, ao atingir 80%, conclui-se que o final da vida útil foi alcançado, mesma que ainda haja possibilidade de fornecimento de energia (NARAYAN et al., 2018). Na Figura 13, é apresentado o comportamento do números de ciclos em função profundidade de descarga(DOD, do inglês: *Depth of discharge*).

Figura 13 – Números de ciclos em função da profundidade de descarga.



Fonte: Adaptado de NEOSOLAR (2023).

3.2.7 Densidade de Potência

Segundo Narayan et al. (2018), a densidade de potência é definida como a quantidade de potência que a bateria possui em 1 quilograma(kg) da sua massa total. Além disso, é possível definir a densidade de energia, que corresponde à quantidade de energia, em Watt-hora fornecida ou recebida pela bateria.

4 Metodologia

Nesse capítulo serão apresentados os modelos de linhas de distribuição, cargas, gerador fotovoltaico e das baterias que serão utilizados para simulações e estudos de casos. Além disso, será descrito o fluxo de potência resolvido pelo método da varredura como também o perfil de carregamento, descarregamento e capacidade das baterias.

4.1 Sistemas de Distribuição

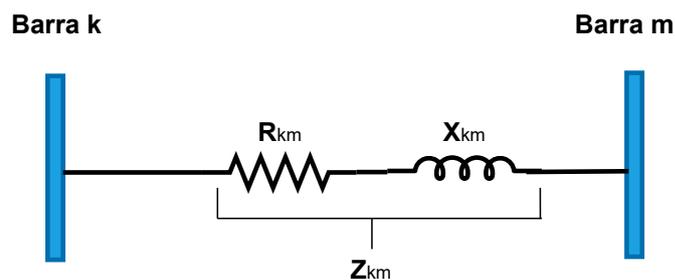
Os sistemas de distribuição têm características de estrutura radial, ou seja, existe apenas um caminho para o fluxo de potência ser enviado da subestação até uma barra consumidora. Esta configuração radial é muito utilizada em sistemas da distribuição, devido ao baixo custo de manutenção, operação e também devido à menor complexidade durante o planejamento, a construção e no sistema de proteção. No entanto, os métodos para determinação dos fluxos de potência tradicionais aplicados em sistemas malhados são ineficazes quando utilizados em sistemas radiais. A discrepância entre a relação de reatância e resistência das topologias de redes é a principal causa de não convergência dos métodos (CARVALHO, 2006).

Logo, para realizar o cálculo do fluxo de potência em sistemas radiais faz-se necessário o uso de outros métodos que possam alcançar a convergência de forma eficiente. Nesse sentido, para busca da solução, os componentes do sistema de distribuição devem ser modelados de modo que sejam representados devidamente no fluxo de potência.

4.1.1 Modelagem das Linhas de Distribuição

As linhas do sistema de distribuição são representadas pelo modelo de linha curta. A Figura 14 apresenta o modelo utilizado, em que uma resistência e uma indutância são associadas em série (KERSTING, 2018).

Figura 14 – Modelo de linha de distribuição.



Fonte: Da Autora, (2023).

A impedância da linha de distribuição pode ser descrita como:

$$Z_{km} = R_{km} + jX_{km} \quad (4.1)$$

Em que:

R_{km} representa a resistência entre a barra k e a barra m;

X_{km} representa a reatância entre a barra k e a barra m;

A admitância da linha de distribuição pode ser descrita como:

$$Y_{km} = G_{km} + jB_{km} \quad (4.2)$$

Em que:

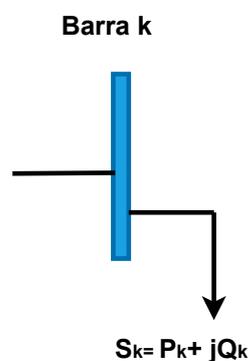
G_{km} é a condutância entre a barra k e a barra m;

B_{km} é a susceptância entre a barra k e a barra m;

4.1.2 Modelagem das Cargas

As cargas do sistema de distribuição podem ser modeladas de acordo com o consumo de potência complexa. Sendo assim, é possível especificar as cargas através da potência ativa e reativa, como também, da potência aparente e fator de potência ou em função da potência ativa e fator de potência. Neste trabalho, será utilizado o modelo de potência constante, em que as tensões de fase mudam a cada iteração e a potência aparente permanece constante (KERSTING, 2018). A Figura 15 a seguir, apresenta o modelo escolhido para modelagem das cargas, com potência ativa P_k e potência reativa Q_k

Figura 15 – Modelo de carga conectada a uma barra k



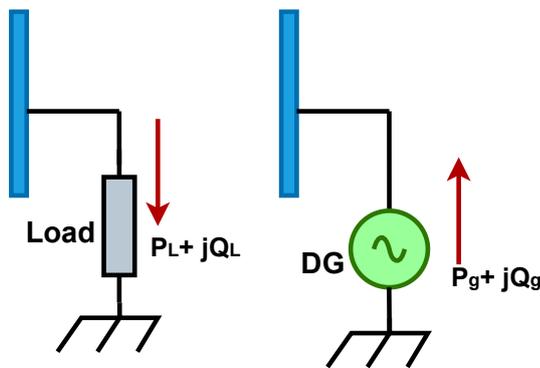
Fonte: Da Autora, (2023).

4.1.3 Modelagem do Gerador Fotovoltaico

Para realizar a análise do fluxo de potência do sistema de distribuição com geração solar, utiliza-se o modelo PV apresentado em Moghaddas-Tafreshi e Mashhour (2009). Neste modelo, a injeção de potência ativa é constante e a injeção de potência reativa é ajustada de forma a manter o nível de tensão na barra mais próximo do nominal.

Inicialmente o fluxo de potência é realizado, considerando o gerador solar como um nó PQ. Na Figura 16, é apresentado um esquema de conexão do modelo de carga de potência constante e o modelo de carga negativa, que representa a potência ativa e reativa que o GD injeta na barra.

Figura 16 – Modelo de um sistema com carga constante e gerador distribuído.



Fonte: Adaptado de Mishra, Das e Paul (2014).

De acordo com Mishra, Das e Paul (2014), ao modelar os GDs como cargas negativas, é possível calcular os valores de potência ativa e reativa resultantes em uma dada barra k .

$$P_k = P_L - P_g \quad (4.3)$$

$$Q_k = Q_L - Q_g \quad (4.4)$$

Em que:

P_L é a potência ativa constante da carga conectada no barramento k ;

Q_L é a potência reativa constante da carga conectada no barramento k ;

P_g é a potência ativa injetada pelo GD no barramento k ;

Q_g é a potência reativa injetada pelo GD no barramento k ; Em condições normais, a potência ativa injetada pelo GD P_g é a potência máxima dos painéis fotovoltaicos e a potência reativa tem valor nulo.

$$P_g = \text{MPPT}$$

$$Q_g = 0;$$

4.1.4 Modelagem de Baterias Eletroquímicas

Segundo NOLASCO (2020), para modelar a bateria eletroquímica inicialmente devem ser desenvolvidos os modelos da capacidade, do perfil de tensão durante o processo de carga, do perfil de tensão durante o período de descarga e da vida útil, que serão descritos nas próximas seções.

4.1.4.1 Modelo de Capacidade

O processo de carga e descarga foram modelados de acordo com a Equação de Shepherd (1965). A capacidade da bateria é determinada em função da corrente de descarga e da temperatura, conforme descrito na Equação (4.5) a seguir:

$$C(T, I_d) = C(I_d) \times C(T) \quad (4.5)$$

Utilizando a Equação (3.4), que define a corrente de descarga I_d e definindo α um coeficiente que representa a variação da capacidade em função da temperatura é possível reescrever a Equação (4.5) como sendo:

$$C(T, I_d) = \frac{k}{I_d^{(pc-1)}} \times [1 + \alpha(T - 25)] \quad (4.6)$$

Em que:

k é definida como a constante da equação de Peukert;

pc é definido como o coeficiente de Peukert;

α representa o coeficiente de temperatura da bateria em Ah/°C;

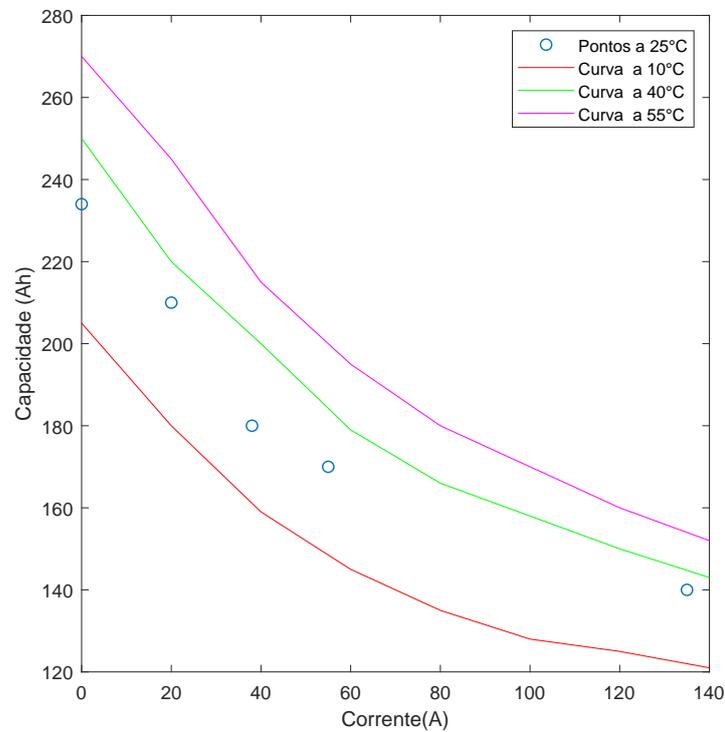
T é definido como a temperatura de operação da bateria em °C;

Na Figura 17, são apresentadas as curvas de capacidade em função da corrente, plotadas no *software* MATLAB (*Matrix Laboratory*), através de dados fornecidos pelo fabricante, conforme ANEXO B.

Utilizando a Equação(4.6) é possível modelar a curva de capacidade da bateria em 25°C, conforme apresenta a Figura 18.

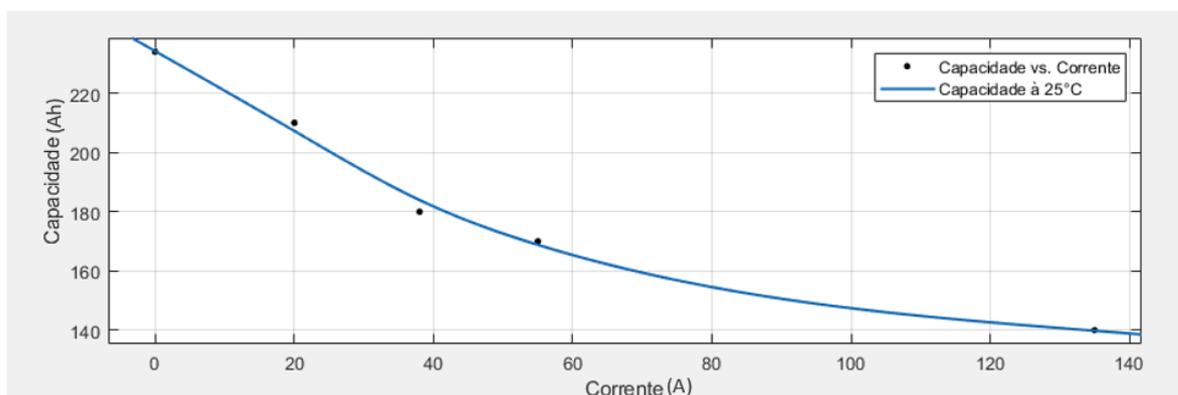
Na Figura 19, a seguir, são apresentados os coeficientes obtidos na simulação do modelo.

Figura 17 – Curva de capacidade em função da corrente para bateria Solar de Lítio- Unipower UPLFP48-20



Fonte: Elaborada pela autora utilizando o MATLAB, (2023).

Figura 18 – Curva de capacidade modelada em função da corrente para a bateria Solar de Lítio-Unipower UPLFP48-20.



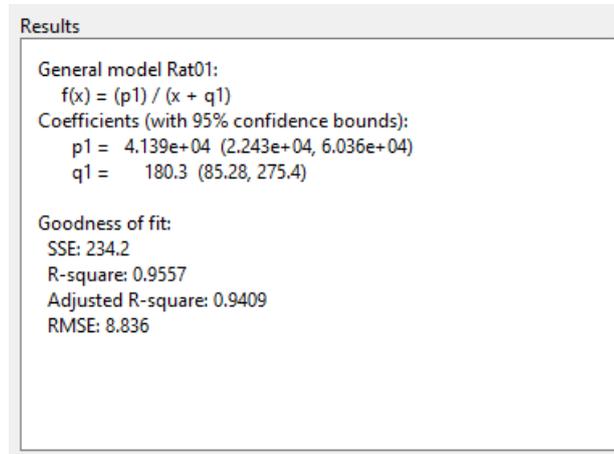
Fonte: Elaborada pela autora utilizando o MATLAB, (2023).

4.1.4.2 Modelo do perfil de tensão durante o processo de descarga

O fabricante fornece as curvas de tensão em função do tempo de descarga, para uma temperatura de trabalho de 25°C, conforme mostrado na Figura 20.

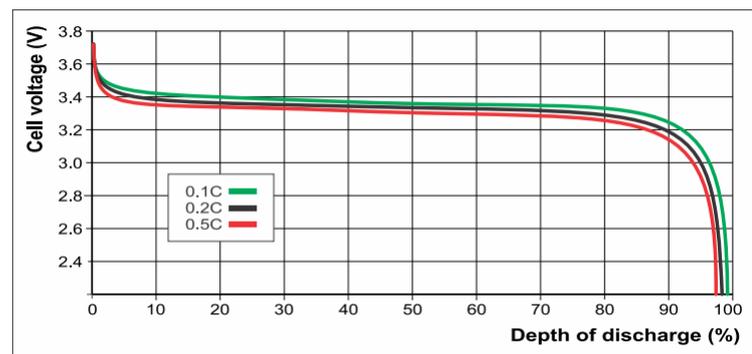
Utilizando a Equação (3.3) foi realizada a modelagem do perfil de tensão e utilizando o procedimento descrito em Nolasco e Mendes (2019), os valores de tensão, corrente

Figura 19 – Coeficientes da equação de capacidade em função da corrente para a bateria Solar de Lítio-Unipower UPLFP48-20 obtidos na ferramenta *Curve Fitting Toolbox* do MATLAB.



Fonte: Elaborada pela autora utilizando o MATLAB, (2023).

Figura 20 – Curvas características de descarga bateria solar de Lítio-Unipower UPLFP48-20.



Fonte: (NEOSOLAR, 2023).

e resistência da bateria, foram obtidos, conforme apresentado a seguir:

1. Selecionar a curva de capacidade de acordo com o tempo de duração das descargas;
2. Selecionar 3 pontos na curva de descarga escolhida: Sendo o primeiro ponto no início da curva, o segundo próximo a final do comportamento exponencial e o terceiro próximo a 80% do SOC, quase ao final da descarga.

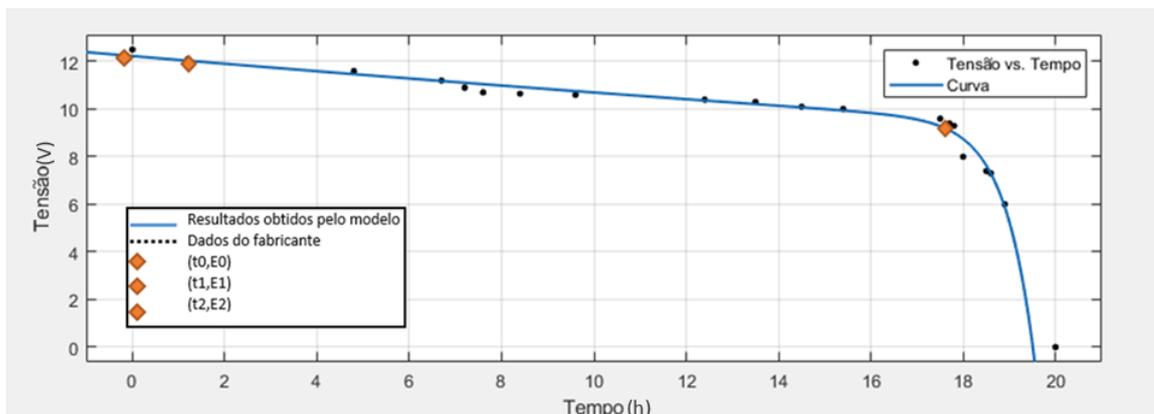
Para cálculo da resistência interna da bateria é escolhido outro ponto (E_3, I_{d3}) na Figura 21. Assim, a partir dos valores de (E_3, I_{d3}) e (E_0, I_{d0}) é possível aplicar a Equação (4.7) para obter R_d .

$$R_d = \frac{E_3 - E_0}{I_3 - E_0} \quad (4.7)$$

Foi adotado o subscripto d nos coeficientes para deixar evidente que os parâmetros correspondem ao processo de descarregamento. Foram utilizados os valores de corrente e tensão extraídos dos pontos P0 e P3.

Utilizando os passos descritos para curva C20, foi possível modelar a curva de descarga, através da ferramenta *Curve Fitting Toolbox* do MATLAB. A Figura 21 a seguir apresenta o resultado do modelo obtido.

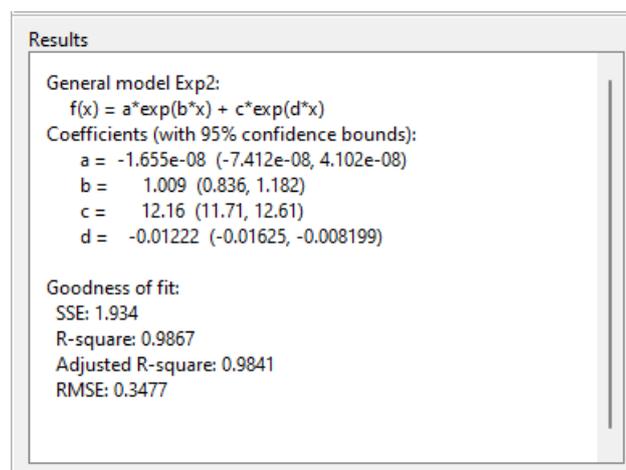
Figura 21 – Curva de descarga modelada para a bateria solar de Lítio-Unipower UPLFP48-20.



Fonte: Elaborada pela autora utilizando o MATLAB, (2023).

Na Figura 22, a seguir, são apresentados os coeficientes obtidos na simulação do modelo.

Figura 22 – Coeficientes da equação de tensão de descarga em função do tempo para a bateria solar de Lítio- Unipower UPLFP48-20 obtidos na ferramenta *Curve Fitting Toolbox* do MATLAB.

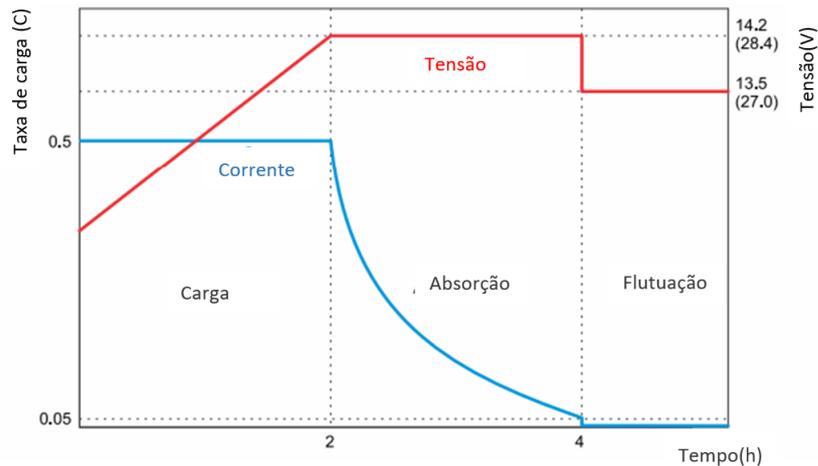


Fonte: Elaborada pela autora utilizando o MATLAB, (2023).

4.1.4.3 Modelo do perfil de tensão durante o processo de carga

Para modelar o comportamento da tensão durante o processo de carga, foi utilizada a Equação (3.3) e os mesmos passos descritos anteriormente foram realizados. A Figura 23 apresenta as curvas de tensão em função do tempo de carga, para temperatura de 25°C fornecidas pelo fabricante.

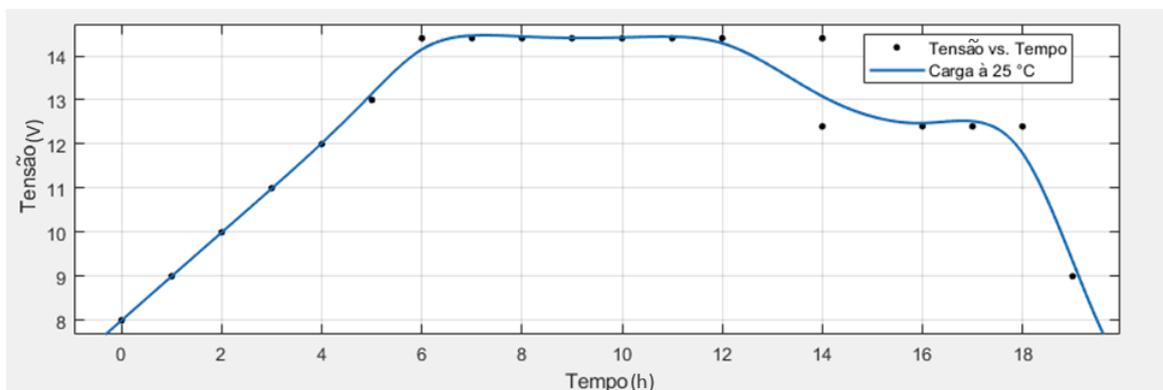
Figura 23 – Curvas características de carga da bateria solar de Lítio- Unipower UPLFP48-20.



Fonte: Adaptado de NEOSOLAR (2023).

O modelo do perfil resultante pode ser observado na Figura 24. Nota-se que a curva obtida pelo modelo apresentou uma diferença após às 18 horas, mas para simulação não terá impacto significativo.

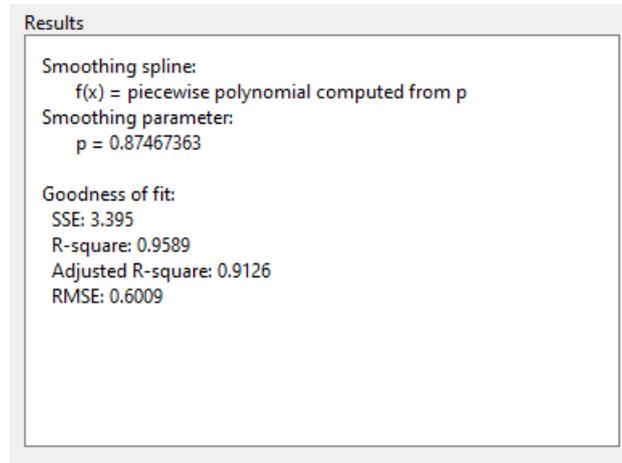
Figura 24 – Curva de carga modelada para a bateria solar de Lítio- Unipower UPLFP48-20.



Fonte: Elaborada pela autora utilizando o MATLAB, (2023).

Na Figura 25, a seguir, são apresentados os coeficientes obtidos na simulação do modelo.

Figura 25 – Coeficientes da equação de tensão de carga em função do tempo para a bateria solar de Lítio- Unipower UPLFP48-20 obtidos na ferramenta *Curve Fitting Toolbox* do MATLAB.



Fonte: Elaborada pela autora utilizando o MATLAB, (2023).

4.1.4.4 Potência da Bateria

Segundo (DUGAN, 2012), a potência do SAEB A, em kW pode ser calculada de acordo com a Equação (4.8) abaixo:

$$P_{Bat,A} = E_{nom,A} \cdot \left(\frac{SOC_{A,k,i} - SOC_{A,k,i-1}}{\Delta t_i \cdot \eta_{bat,A}} \right) \quad (4.8)$$

Em que:

$E_{nom,A}$ é a capacidade nominal do SAEB A, em kWh;

$SOC_{A,k,i}$ é o SOC final do intervalo i, do SAEB A, conectado no nó k, cujo valor está compreendido entre o intervalo [0,1];

$SOC_{A,k,i-1}$ é o SOC final do intervalo i-1, ou o SOC inicial do intervalo i, do SAEB A, conectado no nó k, cujo valor está compreendido entre o intervalo [0,1];

$\eta_{bat,A}$ é a eficiência da carga ou descarga do SAEB A, cujo valor está compreendido entre o intervalo [0,1];

Δt_i é a duração do intervalo de demanda i, em horas;

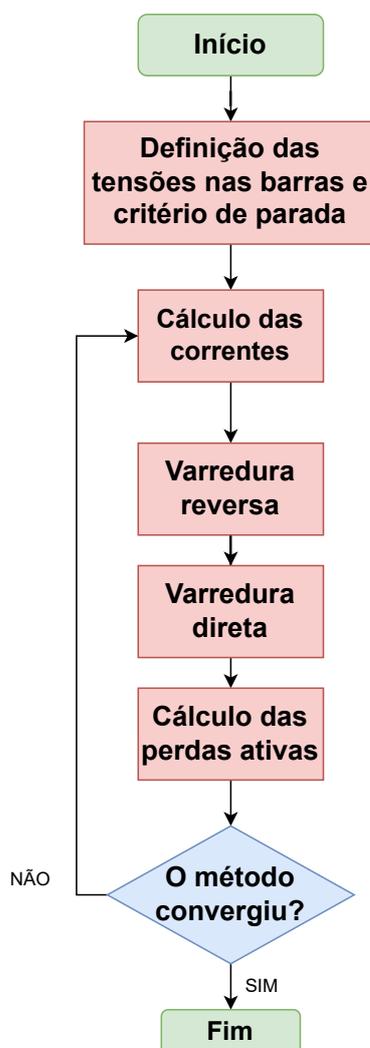
Após a modelagem dos componentes do sistema fotovoltaico e do sistema de baterias, serão descritas as equações para cálculo do fluxo de potência.

4.2 Fluxo de Potência pelo Método da Varredura

A solução do fluxo de potência em sistemas de distribuição é feita através do método da varredura. Este método é um dos mais utilizados para redes radiais, pois em poucas iterações consegue atingir a convergência (AUGUGLIARO et al., 2010). O

desenvolvimento do método é baseado nas equações elementares do fluxo de potência com algumas adaptações. Inicialmente é realizada a varredura direta e, posteriormente, a varredura reversa que serão detalhadas nas seções a seguir. Na Figura 26, é apresentado um fluxograma do método da varredura que será implementado nesse trabalho.

Figura 26 – Fluxograma do método da varredura

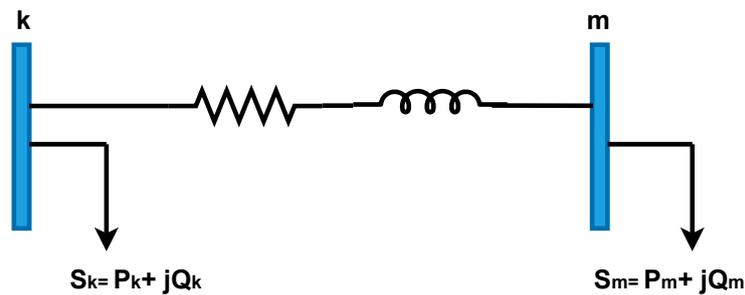


4.2.1 Determinação das Correntes

O primeiro passo para realizar o método da varredura é calcular as correntes nas cargas, assumindo valores iniciais pré-determinados para as tensões. Usualmente, o valor de tensão na barra de geração é considerado como referência.

Na Figura 27, é possível observar um trecho de linha de um sistema de distribuição contendo uma carga conectada à barra k com potência aparente S_k e tensão V_k (CARVALHO, 2006).

Figura 27 – Representação de um trecho do sistema de distribuição.



Fonte: Da Autora, (2023).

A Equação (4.9) é utilizada para determinar a corrente em uma barra k através de valores de potência complexa e tensão conhecidos.

$$I_k^* = \frac{\vec{S}_k}{\vec{V}_k} \quad (4.9)$$

Em que:

S_k é a potência complexa da barra k (módulo e ângulo);

V_k é a tensão da barra k (módulo e ângulo);

Para barra que possui SAEB e GD conectados, a corrente é calculada pela Equação (4.10).

$$I_k^* = \frac{(P_k - P_{bat} - P_g) + j(Q_k - Q_g)}{\vec{V}_k} \quad (4.10)$$

P_k é a potência ativa da barra k ;

P_{Bat} é a potência ativa da bateria;

P_g é a potência ativa do gerador fotovoltaico;

Q_k é a potência reativa da barra k ;

Q_g é a potência reativa do gerador fotovoltaico;

V_k é a tensão da barra k (módulo e ângulo);

4.2.2 Etapa Reversa

A varredura reversa realiza o somatório das correntes obtidas na etapa anterior, iniciando das barras terminais até a barra de geração. A equação para determinar a corrente em uma linha que conecta a barra k até a barra m é descrita por:

$$I_{km} = I_k + \sum_{j \in F_m} I_{mj} \quad (4.11)$$

Em que:

F_m representa o conjunto das barras alimentadas pela barra m , também chamadas de barras à jusante;

4.2.3 Etapa Direta

A varredura direta realiza a atualização das tensões nas barras conforme os valores de correntes obtidos. O processo é realizado da barra de geração até as barras terminais, conforme apresenta a Equação (4.12):

$$V_m = V_k - Z_{km} * I_{km} \quad (4.12)$$

Em que:

V_k é o módulo de tensão da barra k ;

Z_{km} é a impedância da linha que conecta a barra k à barra m ;

I_{km} é corrente na linha que conecta a barra k à barra m ;

4.3 Determinação das perdas de potência ativa

Ao obter os módulos de tensões nas barras, verifica-se a convergência foi atingida, caso contrário, uma nova varredura reversa é inicializada e o processo é reiniciado. As perdas podem ser determinadas pela Equação (4.13):

$$P_{ativas} = \sum_{k,m \in \omega} R_{km} \cdot (I_{km})^2 \quad (4.13)$$

Em que:

ω representa o conjunto de todos os ramos do sistema.

R_{km} é a resistência da linha que conecta a barra k à barra m ;

I_{km} é corrente na linha que conecta a barra k à barra m ;

4.3.1 Critério de Convergência

O critério de convergência estabelecido nesse trabalho é demonstrado na Equação (4.14) a seguir. Após atualizar os valores de tensão nas barras, é calculada a diferença entre o valor de tensão atual e o valor de referência, caso seja menor que 0.001 conclui-se que o método convergiu.

$$conv = abs(V_{atual} - V_{ref}) \quad (4.14)$$

Em que:

V_{atual} é o módulo de tensão da barra atual;

V_{ref} é o módulo de tensão da barra de referência;

4.4 Análise do Perfil de Tensão Diário

Ao realizar o fluxo de potência diário em um sistema de distribuição, é possível descrever o perfil de tensão de cada barra. De acordo com Khuntia, Rueda e Meijden (2016), esse tipo de análise é definida como análise de prazo médio, porque a estimativa de demanda, os cálculos de perdas, as variações de tensão, as estimativas de custos, a alocação e dimensionamento de outros componentes são feitos com perspectiva diária, com análises entre um dia e um ano.

Segundo Dugan, Taylor e Montenegro (2016) quando se trata da qualidade de energia elétrica, as variações de tensão verificadas são denominadas Variações de Tensão de Longa Duração (VTLDs). Essas variações são classificadas em sobretensão e subtensão. A sobretensão ocorre quando o valor quadrático médio (RMS, do inglês: *Root Mean Square*) da tensão, alcança níveis acima de 110% da tensão nominal, por um tempo maior que um minuto, já a subtensão ocorre quando o valor RMS da tensão atinge valores menores que 90%, também por um tempo maior do que um minuto.

O anexo VIII, da Resolução Normativa N° 956 de ANEEL (2021), trata da qualidade do fornecimento de energia elétrica e estabelece que, em regime permanente, as tensões dos pontos de conexão com tensão igual ou superior à 2,3 kV e inferior à 69 kV devem estar entre 0,93 e 1,05 da tensão de referência, conforme apresentado na Tabela 2. Entretanto, a medida que as tecnologias de controle de tensão estão sendo aprimoradas, essa faixa de tensão tende a estreitar-se cada vez mais. Neste trabalho, será considerado que os valores de tensão são adequados se estiverem entre 0.95 p.u. e 1.05 p.u. e, caso os valores extrapolem esses limites, será considerada violação, conforme os critérios estabelecidos pela ANEEL.

Tabela 2 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou superior a 2,3 kV e inferior à 69 kV

Tensão de Atendimento	Faixa da Tensão de Leitura(TL) em Relação à Tensão de Referência(TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL \leq 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Fonte: (ANEEL, 2021)

4.4.1 Violações de tensão

As violações de tensão em cada barra do sistema de distribuição de energia elétrica são avaliadas a partir da criação da matriz binária χ . Essa matriz é responsável por mapear cada violação de tensão dentro do período analisado, conforme a Equação (4.15).

$$\chi_k^t = \begin{cases} 0 & \text{se } V_{MIN} \leq V_k^t \leq V_{MAX} \\ 1 & \text{se } V_k^t < V_{MIN} \quad \text{ou } V_k^t > V_{MAX} \end{cases} \quad (4.15)$$

Em que:

V_k^t é a tensão na barra k no instante de tempo t, encontrada através da resolução do fluxo de potência;

Após a verificação da existência de violações nas barras, é feito o somatório da quantidade de violações encontradas em cada barra do sistema de distribuição durante todo período analisado, de acordo com a Equação (4.16) a seguir.

$$N_{viol}^k = \sum_{t \in T_{total}} \chi_t^k \quad (4.16)$$

Em que:

χ_t^k é a matriz responsável por mapear cada violação de tensão nas barras;

T_{total} representa o conjunto de tempo do período de análise.

4.4.2 Picos e vales de tensão

Os picos e vales de tensão são contabilizados a partir do erro em relação ao valor de referência, que neste trabalho será considerado 1 p.u., com intuito de manter a tensão eficaz constante. Dessa forma, os menores e maiores valores de tensão que cada barra atingiu durante o período analisado, serão avaliados pela Equação (4.17) a seguir.

$$Erro^k = \alpha 1 |1 - \min(V_{t \in T_{tot}}^k)| + \alpha 2 |1 - \max(V_{t \in T_{tot}}^k)| \quad (4.17)$$

Os coeficientes α_1 e α_2 são os pesos atribuídos de acordo com a severidade dos picos e vales do sistema de distribuição em análise.

4.4.3 Variação de tensão

Uma forma de mensurar a variação de tensão nas barras do sistema de distribuição é através do coeficiente cv_k , descrito em Everitt e Skronnal (2010). Assumindo que os valores de tensão estão dispersos em relação à média diária, o coeficiente é calculado de acordo com a Equação (4.18) abaixo. Quanto maior o valor de cv_k , maior é a variação de tensão na barra em comparação com a tensão média.

$$cv_k = \frac{1}{\bar{v}_k} \sqrt{\frac{\sum_{t \in T_{tot}} (V_t^k - \bar{v}_k)^2}{T}} \quad (4.18)$$

Sendo que:

\bar{v}_k representa a média aritmética dos valores de V_t^k durante todo período de análise;

T representa a quantidade de slots de tempo analisados;

4.4.4 Índice geral

Para avaliar a melhoria do perfil de tensão no sistema de distribuição é criado um índice geral que é composto pela associação dos índices que avaliam as violações, a variação de tensão e os picos e vales. A seguir é apresentada a Equação (4.19) para cálculo do índice geral.

$$CVG = \sum_{k \in \omega_s} cv_k + Erro^k + N_{viol}^k \quad (4.19)$$

Sendo que:

cv_k representa a variação de tensão;

$Erro^k$ representa erro gerado pelos picos e vales de tensão em relação à tensão de referência;

N_{viol}^k quantidade de violações encontradas em cada barra do sistema de distribuição;

ω_s é o conjunto com os números de todas as barras do sistema de distribuição.

4.5 Otimização

Quando trata-se de sistemas elétricos de potência, muitos problemas são equacionados como um problema de otimização matemática. Neste trabalho, o dimensionamento e a alocação de SAEs será tratado como um problema de otimização, com intuito de buscar o mínimo de uma função objetivo, sujeita às restrições que serão desenvolvidas nas próximas seções. Segundo Rao (2009), a otimização é o ramo da matemática que busca, por

meio de métodos exatos e não exatos, os pontos de máximo e mínimo de equações sujeitas ou não às restrições. A equação geral de um problema de otimização de minimização de uma função objetivo é descrita a seguir.

$$\begin{aligned}
 & \min \quad f(x) \\
 & \text{s.a.:} \quad g_i(x) = 0, \quad i = 1, \dots, m_g \\
 & \quad \quad h_i(x) \leq 0, \quad i = 1, \dots, m_h \\
 & \quad \quad lb \leq x \leq ub
 \end{aligned}
 \tag{4.20}$$

Sendo que:

x é um vetor com n dimensões;

$f(x)$ é a função objetivo;

g_i são as restrições de igualdade;

h_i são as restrições de desigualdade;

lb e ub são os limites inferiores e superiores de x .

Uma alternativa de representação de um problema de otimização é a subdivisão das restrições em lineares e não lineares

$$\begin{aligned}
 & \min \quad f(x) \\
 & \text{s.a.:} \quad A_{eq}x = b_{eq} \\
 & \quad \quad A_{ineq}x \leq b_{ineq} \\
 & \quad \quad s_i(x) = 0, \quad i = 1, \dots, m_h \\
 & \quad \quad w_i(x) \leq 0, \quad i = 1, \dots, m_h \\
 & \quad \quad lb \leq x \leq ub
 \end{aligned}
 \tag{4.21}$$

Sendo que: A_{eq} é matriz que representa as restrições lineares de igualdade;

A_{ineq} é matriz que representa as restrições lineares de desigualdade;

b_{eq} é o vetor que representa os termos independentes das restrições lineares de igualdade;

b_{ineq} é o vetor que representa os termos independentes das restrições lineares de desigualdade;

$s_i(x)$ representa as restrições não-lineares de igualdade;

$w_i(x)$ representa as restrições não-lineares de desigualdade;

Quando são adicionadas variáveis de folga em uma restrição linear de desigualdade, ela pode se tornar uma restrição de igualdade. Esse método pode elevar o número de

variáveis do problema, mas alguns algoritmos são capazes de lidar apenas com esse tipo de restrição.

De acordo com a função objetivo e as restrições, um problema de otimização pode ser resolvido através de diversas estratégias, dentre elas podemos destacar a Programação não Linear Inteira mista (PNLI) que é utilizada quando a função objetivo e/ou restrições não são lineares com variáveis inteiras e contínuas. Geralmente, os problemas de PNLIs, com funções não convexas, não possuem algoritmos exatos que garantem a convergência para a solução ótima devido à dificuldade de obter as derivadas. Diante disso, a maior parte dos problemas acabam sendo solucionados através de métodos heurísticos ou de busca padrão, mas ainda existem dificuldades de trabalhar com restrições. Em Yeniay (2005), é apresentada uma alternativa para tratar restrições nas operações dos métodos não exatos que consiste em acrescentar penalidades na função objetivo caso as soluções não respeitem as restrições do problema. No entanto, apesar de ser uma alternativa conveniente para lidar com restrições de inequação, gera complicações na convergência para soluções viáveis em problemas com restrições de igualdades.

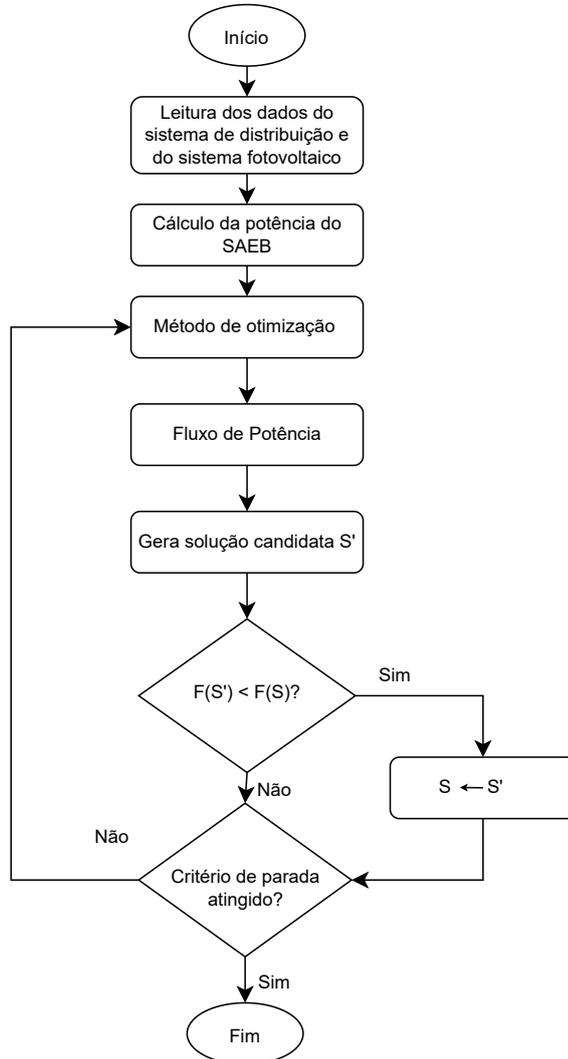
A proposta do trabalho consiste em alocar uma quantidade definida de SAEBs para sistemas de distribuição. Inicialmente, é calculada a potência do banco de baterias a partir das capacidades nominais e de acordo com os limites de SOC de atuação, o período de análise é de 24 horas, sendo que para cada hora tem-se um valor diferente de potência injetada pelo SAEB. Após esta etapa, é utilizada uma meta-heurística de otimização para alocar os SAEBs e o método da varredura inicia o processo de cálculo dos parâmetros da função objetivo, para cada opção indicada pelo método de otimização é verificado o atendimento das restrições e o valor da função objetivo. O método retorna a configuração ótima de alocação de SAEBs, que representa a solução com menor valor da função objetivo e caso o número máximo de iterações seja atingido, ou se caso uma solução proposta não atende os critérios estabelecidos, o processo de busca é interrompido. Na Figura 28, a seguir, é apresentado o fluxograma da metodologia proposta no trabalho.

4.5.1 Modelo Matemático do Problema de Otimização de SAEB

Os valores de tensão das barras no sistema de distribuição dependem diretamente da quantidade de potência que está sendo injetada ou demandada na barra analisada e nas barras interconectadas. Quando se trata do sistema de distribuição, os SAEBs atuam como gerador e como uma carga dentro do período analisado. Dessa forma, o intuito é encontrar qual o local mais adequado de instalação do SAEB que resulte na melhoria do perfil de tensão do sistema de distribuição durante a sua atuação. Sendo assim, o índice CVG, calculado pela Equação (4.19), depende dos parâmetros que informa a localização dos SAEBs e como estão atuando dentro de um período de tempo T .

Para realizar a modelagem do problema, inicialmente será definido um conjunto que identifica os números das barras que os sistemas de armazenamento estarão alocados

Figura 28 – Fluxograma da metodologia proposta para solução do problema de alocação de SAEBs.



Fonte: Da Autora, (2023).

e a quantidade (A) de SAEBs instalados. Esse conjunto é definido pela Equação (4.22).

$$E_{SAEB} = \begin{bmatrix} e^1 \\ e^2 \\ e^3 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ e^A \end{bmatrix}, e^1, e^2, e^3, \dots, e^A \in \omega_s \quad (4.22)$$

Sendo que:
 $e^1, e^2, e^3, \dots, e^A$ representa os números das barras que os sistemas de armazenamento estarão alocados.

ω_s corresponde ao conjunto com todos os números de barras possíveis de alocação dos SAEBs.

4.5.1.1 Função Objetivo

A função objetivo definida para resolver o problema de alocação ótima de SAEBs, envolve o coeficiente de variação de tensão, o erro gerado pelos picos e vales de tensão em relação à tensão de referência e à quantidade de violações encontradas em cada barra do sistema de distribuição, descrita na Equação(4.23).

$$\min \quad CVG = \sum_{k \in \omega_s} cv_k + Erro^k + N_{viol}^k \quad (4.23)$$

4.5.1.2 Restrições

1. **Estado de Carga do SAEB:** A quantidade de energia que pode ser armazenada ou injetada no sistema de distribuição deverá pelo SAEB deve respeitar os limites de atuação do SAEB.

$$SOC_{MIN}^i \leq SOC_t^i \leq SOC_{MAX}^i \quad (4.24)$$

Sendo que SoC_{MIN} e SoC_{MAX} são os limites mínimo e máximo de SoC

2. **Equilíbrio entre a potência gerada e a potência demandada:** As equações do fluxo de potência referente ao balanço de potência ativa e reativa devem ser satisfeitas.
3. **Limites de tensão:** a tensão nas barras do sistema de distribuição deve estar entre os limites mínimo e máximo definidos, conforme Equação (4.25) a seguir:

$$V_{MIN} \leq V_k^t \leq V_{MAX} \quad (4.25)$$

Caso contrário, a função objetivo é penalizada.

4. **Quantidade de SAEB por barra:** Cada barra do sistema de distribuição poderá ter conectada apenas um SAEB, com exceção da subestação que não poderá ter SAEB conectado.

$$n_{SAEB,k} \leq 1 \quad (4.26)$$

Em que:

$n_{SAEB,k}$ é o número de SAEBs conectados em uma barra k do sistema de distribuição;

5. **Quantidade máxima de SAEB no sistema:** Existe uma limitação do número de SAEB que pode ser alocado no sistema.

$$n_{SAEB} \leq n_{max,SAEB} \quad (4.27)$$

Em que:

n_{SAEB} é o número de SAEBs conectados ao sistema de distribuição;

$n_{max,SAEB}$ é o número máximo de GDs que podem ser alocados;

6. **Ampacidade das linhas:** As linhas são projetadas para conduzir determinado valor de corrente, esse limite também deve ser atendido.

$$I_{km} \leq I_{max,km} \quad (4.28)$$

Em que:

I_{km} é a corrente do ramo k até m;

$I_{max,km}$ é a corrente máxima do ramo k até m;

7. **Estruturas Radiais:** Os sistemas de distribuição não podem conter ilhas ou malhas, eles devem ser estruturas radiais.

4.5.2 Meta-Heurísticas para Otimização de Natureza Combinatória

O espaço de busca de soluções para os problemas de natureza combinatória aumenta exponencialmente de acordo com a dimensão do problema. Isso torna os métodos exatos, como busca exaustiva, ineficazes para encontrar soluções ótimas com custo computacional viável (BEHESHTI; SHAMSUDDIN, 2013).

Uma possibilidade de resolução desses tipos de problemas é a implementação de meta-heurísticas, que são técnicas utilizadas para buscar soluções de problemas de maximização ou minimização, a um custo computacional reduzido. Segundo Lodi, Martello e Vigo (1999), a meta-heurística é definida como um processo de geração iterativa, que orienta, por meio de combinações aleatórias, as buscas pelo espaço de soluções quase ótimas de forma eficiente, produzindo as melhores vizinhanças à solução atual. A vizinhança pode ser definida como um conjunto de soluções que são geradas a partir da solução atual de acordo com um critério estabelecido pelo método. As soluções vizinhas são geradas a partir de movimentos da estrutura de vizinhança, partindo da solução atual.

Para resolver o problema de alocação de SAEBs, faz-se necessário a utilização de meta-heurísticas, tendo em vista que é um problema de natureza combinatória. Neste trabalho serão utilizadas as técnicas de Busca Tabu, VNS e GRASP, que serão detalhadas nas próximas seções juntamente com o modelo de estrutura de vizinhanças adotado.

4.5.2.1 Codificação do problema de alocação de SAEBs

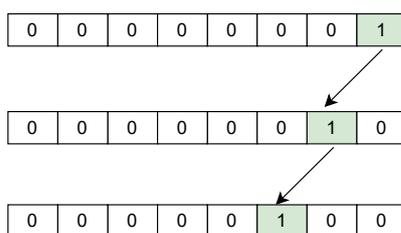
A codificação do problema de alocação ótima de SAEBs para utilizar as meta-heurísticas é exemplificada a seguir. Inicialmente, é avaliado um sistema com nenhum SAEB conectado(código 0) e, posteriormente, avalia-se o sistema com alocação de 5 tipos de SAEBs com potências diferentes. Na Tabela 3, a seguir, é apresentada a codificação de cada SAEB que será alocado um sistema de N barras, se caso um SAEB do modelo 1 for alocado para uma barra k, o vetor na posição k assumirá valor 1, indicando qual foi o tipo de SAEB alocado.

Tabela 3 – Codificação do Problema de Alocação de SAEB

Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias	Codificação	Potência Nominal[kW]
Sem SAEB	0	-
SAEB tipo 1	1	250
SAEB tipo 2	2	500
SAEB tipo 3	3	1000
SAEB tipo 4	4	1500
SAEB tipo 5	5	2500

Na Figura 29, é apresentada a codificação para um sistema de 8 barras com SAEB do tipo 1 alocado na barra 8. A solução vizinha é criada por meio da troca da barra que está alocado o SAEB ou também do tipo de SAEB.

Figura 29 – Codificação para um sistema de 8 barras com solução vizinha de substituição da barra.

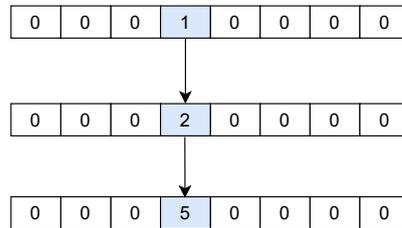


Fonte: Da Autora, (2023).

A segunda opção de vizinhança é a substituição do tipo de SAEB alocado em uma mesma barra k, do sistema de distribuição. Como pode ser observado na Figura 30, inicialmente um SAEB do tipo 1 está alocado na barra 3 do sistema de 8 barras, a nova vizinhança é a mudança do SAEB do tipo 1 para o tipo 2 e, posteriormente, será modificada para um SAEB do tipo 5. Esse é um exemplo de como a estrutura de vizinhança foi criada para avaliar o comportamento do perfil de tensão do sistema. Uma nova solução é criada se a função objetivo possui valor menor e atende às restrições. Este modelo de codificação foi utilizado na implementação das três técnicas de meta-heurísticas que serão

abordadas no Capítulo 5. Porém, existem algumas particularidades de cada método que serão tratadas conforme cada procedimento de otimização.

Figura 30 – Codificação para um sistema de 8 barras com solução vizinha de troca do tipo de SAEB.



Fonte: Da Autora, (2023).

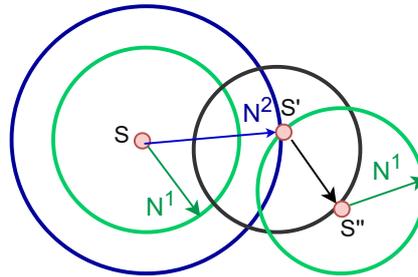
4.5.2.2 VNS

A Busca em Vizinhança Variável (VNS, do inglês: Variable Neighborhood Search) é uma meta-heurística criada por Mladenović e Hansen (1997) para encontrar soluções de problemas de otimização de natureza combinatória e global. Segundo Hansen e Mladenović (2001) ela é baseada na mudança gradativa de vizinhança em um espaço de soluções viáveis e dentro desse espaço de soluções é realizado o procedimento de buscas locais e globais, mas a busca local só é feita em torno de uma nova solução, se caso ela for melhor do que a solução atual. Uma característica importante desse método é a necessidade de construir estruturas de vizinhança de acordo com um critério condizente com o problema, afim de tornar o processo de busca mais eficiente.

Neste método de busca, inicialmente é definida uma solução inicial S_0 para avaliar a função objetivo. Para cada iteração é selecionado um vizinho S' , dentro da vizinhança N^k que é gerada com base na estrutura de ordem k , a partir da solução atual S . Em seguida, o vizinho S' é submetido a um procedimento de busca local e caso a nova solução encontrada S'' , em torno de S' , for mais vantajosa do que a solução atual, a busca continua a partir dessa nova solução que foi obtida, retomando a partir da primeira estrutura de vizinhança, ou seja $k=1$. No entanto, se a nova solução for pior do que a solução atual, o procedimento de busca continua a partir da estrutura de vizinhança seguinte. Essas etapas se repetem até que o número máximo de iterações seja atingido e/ou quando o número máximo de iterações consecutivas sem melhorias seja alcançado.

Uma característica importante que deve ser ressaltada sobre a meta-heurística VNS é que a solução atual é alterada em diferentes estruturas vizinhas, isso permite que a técnica evite ótimos locais. Outrossim, como a solução sugerida pela próxima vizinhança é gerada aleatoriamente, a VNS consegue escapar de ciclos que ocorrem em métodos determinísticos. A Figura 31 apresenta o esquema de evolução da exploração do espaço de busca utilizado por essa meta-heurística.

Figura 31 – Esquema de evolução de exploração do espaço de busca utilizado pelo método VNS.



Fonte: Da Autora, (2023).

As estruturas de vizinhanças são criadas a partir da definição de trocas sucessivas da posição de alocação do SAEB.

O algoritmo da meta-heurística VNS é apresentado a seguir.

Figura 32 – Algoritmo VNS.

Algoritmo 1: VNS

Entrada: (S_0) solução inicial, (r) número de estruturas de vizinhança

Saída: (S) solução ótima

início

• $S \leftarrow S_0$;

enquanto Critério de parada não satisfeito **faça**

• $k \leftarrow 1$ Tipo de estrutura de vizinhança

enquanto $k \leq r$ **faça**

• Gere um vizinho qualquer $S' \in N^{(k)}(S)$;

• $S'' \leftarrow \text{BuscaLocal}(S')$;

se $f(S'') < f(S)$ **então**

• $S \leftarrow (S'')$;

• $k \leftarrow 1$;

senão

• $k \leftarrow k + 1$;

fim

fim

fim

• **retorna** S ;

fim

Fonte: (MLADENOVIĆ; HANSEN, 1997).

4.5.2.3 GRASP

O Procedimento de Busca Guloso, Aleatório e Adaptativo (GRASP, do inglês: Greedy Randomized Adaptive Search Procedure) é uma meta-heurística que foi desenvolvida com o objetivo de resolver problemas que eram inviáveis de serem resolvidos por

técnicas clássicas de otimização (FEO; RESENDE, 1989). Segundo Binato, Oliveira e Araujo (2001), este procedimento pode ser definido como uma técnica especializada de amostragem iterativa constituído por duas fases. A primeira fase é denominada fase de construção e é responsável por encontrar soluções viáveis para solucionar o problema. Na segunda fase, é realizada uma busca local com intuito de buscar melhorias na solução da primeira fase. Dessa forma, a melhor solução encontrada entre as iterações GRASP é definida como resultado do problema.

Na construção do GRASP, é feita uma tarefa com m passos que produz uma solução \mathcal{S} com n elementos. Neste trabalho, m é quantidade de barras que serão alocados os SAEBS no sistema, a cada passo será selecionado um entre os n elementos contido em um conjunto N para compor a solução. Isso implica dizer que os elementos contidos no conjunto N serão os candidatos a fazer parte da solução \mathcal{S} . Para o problema em questão, serão escolhidas como barras candidatas, as barras que possuem maior proximidade da carga. Visto que a alocação de SAEB nas barras próximas da carga gera maiores benefícios, provendo o atendimento da carga em momentos de falta e em horários de pico, contribuindo para o aumento da confiabilidade e qualidade de fornecimento de energia para os consumidores (WU; CONEJO; MATHEW, 2021).

Segundo Neto e Pereira (2011), no início, a solução é nula $\mathcal{S} = \{ \phi \}$ e, posteriormente, é feita a seleção de candidatos que envolvam componentes aleatórios e gulosos. Todo elemento contido no conjunto N é avaliado com uma função predefinida f , que é chamada de função de mérito gulosa. No processo de construção do GRASP, é feita a ordenação dos elementos de N em relação à f , para posteriormente serem inseridos na lista de candidatos restritos (LCR), que é uma lista formada por n elementos candidatos que obedecem o critério $f \geq f_{min} + \alpha(f_{máx} - f_{min})$, ou seja, possuem valor da função mérito menor do que a combinação linear entre os valores mínimo e máximo, ponderada por um fator α , em que α representa o nível de gula do algoritmo. Se $\alpha = 1$ compreende-se que o GRASP é puramente guloso, mas quando é igual a zero define-se que o GRASP é puramente aleatório. Nesse trabalho, foi definido um nível de gula do algoritmo $\alpha = 0,8$.

Quando a construção da LCR é finalizada, um elemento contido na lista é selecionado de forma aleatória e é introduzido na solução \mathcal{S} e excluído do conjunto N . Esse procedimento se repete até que $\mathcal{S} < m$ e no final de todas iterações a melhor solução encontrada é apresentada como resposta do problema. A seguir, é apresentado o algoritmo da primeira fase do GRASP.

Finalizada a etapa de construção do GRASP, é iniciado processo de busca local para melhorar a solução que foi construída na primeira fase. De modo similar aos demais algoritmos de busca local, o GRASP realiza iterações efetuando a troca da solução atual, por outra melhor do que foi encontrada. Neste trabalho, a melhor solução é a barra que terá um SAEB alocado, que produzirá menor valor da função objetivo, ou seja, menor variação de tensão, menor violação de tensão e a menor quantidade de picos e vales. O

Figura 33 – Algoritmo da primeira fase do GRASP.

```

1  Seja  $N = \{1, 2, 3, \dots, n\}$  e  $S \leftarrow \{\phi\}$ .
2  Definir nível de gula  $\alpha$ ;
3  Enquanto  $S < m$ , faça
4  | Avaliar  $f(i)$  para  $i = 1: n \in N$ ;
5  |  $f_{min} \leftarrow \min(f(i))$ ;
6  |  $f_{max} \leftarrow \max(f(i))$ ;
7  |  $LCR \leftarrow \{i \in N \mid f(i) \geq f_{min} + \alpha(f_{max} - f_{min})\}$ ;
8  | Selecionar aleatoriamente  $i^* \in LCR$ ;
9  |  $S \leftarrow S + \{i^*\}$ ;
10 |  $N \leftarrow N - \{i^*\}$ ;
11 Fim Enquanto;
```

Fonte: (FEO; RESENDE, 1989).

algoritmo da segunda fase do GRASP é descrito abaixo.

Figura 34 – Algoritmo da segunda fase do GRASP.

```

1  Seja uma solução  $S$ .
2  Enquanto  $S$  não é um ótimo local, faça
3  | Encontrar  $S'$  tal que  $F(S') < F(S)$ ;
4  |  $S \leftarrow S'$ ;
5  Fim Enquanto;
```

Fonte: (FEO; RESENDE, 1989).

Finalizada a etapa de busca local, o procedimento é reiniciado até que o critério de parada seja satisfeito. Dessa forma o algoritmo completo do GRASP é apresentado a seguir.

Figura 35 – Algoritmo geral do GRASP.

```

1  Seja  $F^* = 0$ .
2  Enquanto critério de parada não atingido faça
3  |  $S = \text{Construção}()$ ;
4  |  $S = \text{BuscaLocal}(S)$ ;
5  | Se  $F(S) < F^*$  Então
6  | |  $S^* \leftarrow S$ ;
7  | |  $F^* \leftarrow F(S^*)$ ;
8  | Fim Se;
9  Fim Enquanto;
```

Fonte: (FEO; RESENDE, 1989).

4.5.2.4 Busca Tabu

A Busca Tabu pode ser definida como uma meta-heurística que tem como objetivo guiar uma heurística de busca local a evitar soluções que são ótimos locais, através de estruturas de memória. Essa técnica foi proposta em (GLOVER, 1986) e se baseia em incluir uma modificação de busca local, que parte de uma solução inicial e move-se no espaço de soluções para tentar um resultado melhor do que a solução corrente.

Segundo Cvijovi e Klinowski (1995) para tentar melhorar a solução atual(S'), a busca tabu considera elementos na vizinhança de S' , que são o conjunto de movimentos que podem ser aplicados para tentativa de produzir uma nova solução. A cada iteração, ela examina todos os movimentos na vizinhança melhores ou não e coloca-os em ordem para evitar uma busca cega. Utiliza-se um prescrito conjunto de restrições específico do problema, conhecido como "condições tabu", que devem ser satisfeitas para que a mudança seja considerada admissível, caso contrário, o movimento é um tabu. Além dos itens citados anteriormente, a busca tabu é composta por uma função de aspiração. Essa função consegue admitir uma solução mesmo que ela esteja na lista tabu. Isso ocorre porque foi constatado que a solução encontrada é melhor do que a solução atual. O algoritmo da Busca Tabu é apresentado a seguir.

Figura 36 – Algoritmo Busca Tabu.

```

1  Seja  $S_o$  uma solução inicial;
2   $S^* \leftarrow S_o$ ;
3  Esvaziar lista tabu;
4  Inicializar função de aspiração;
5  Enquanto critério de parada não satisfeito, faça
6  | Gerar aleatoriamente vizinhos;
7  | Escolher o melhor vizinho  $S'$  cujo movimento não esteja na lista tabu
   | ou atenda o critério de aspiração;
8  | Atualizar lista tabu;
9  |  $S \leftarrow S'$ ;
10 | Se  $F(S) < F(S^*)$ , então
11 | |  $S^* \leftarrow S$ ;
12 | Fim Se;
13 | Atualizar função de aspiração;
14 Fim Enquanto;
15  $S \leftarrow S^*$ ;
16 Retornar solução ótima  $S$ ;

```

Fonte: (GLOVER, 1986).

Finalizada a etapa de modelagem dos componentes do sistema elétrico de potência e definida a metodologia a ser utilizada pode-se realizar as simulações dos fluxos de potência a fim de avaliar o comportamento da tensão nas barras. Serão feitos estudos de casos do gerador fotovoltaico conectado a rede, operando em conjunto com sistema de baterias para rede de 12 barras, 33 barras, 69 barras e 136 barras.

5 Testes e Resultados

Inicialmente foram definidos os parâmetros para os geradores fotovoltaicos e para os sistemas de armazenamento de energia por baterias. Posteriormente, foram executados os algoritmos das meta-heurísticas Busca Tabu, VNS e GRASP afim de determinar em quais barras e quais tipos de SAEB seriam alocados em cada sistema de distribuição. Para validação dos métodos elaborados foram utilizados um sistema de 12 barras, de 33 barras, de 69 barras e de 136 barras.

5.1 Recursos Computacionais

As simulações dos casos foram implementadas no software MatLab 2018® executado em notebook com processador Intel(R) Core(TM) i5-8265U CPU @ com 1.6 0GHz, sistema operacional de 64 bits, processador baseado em x64, com memória RAM instalada de 4,00 GB e sistema operacional Windows 11.

5.2 Geradores Fotovoltaicos

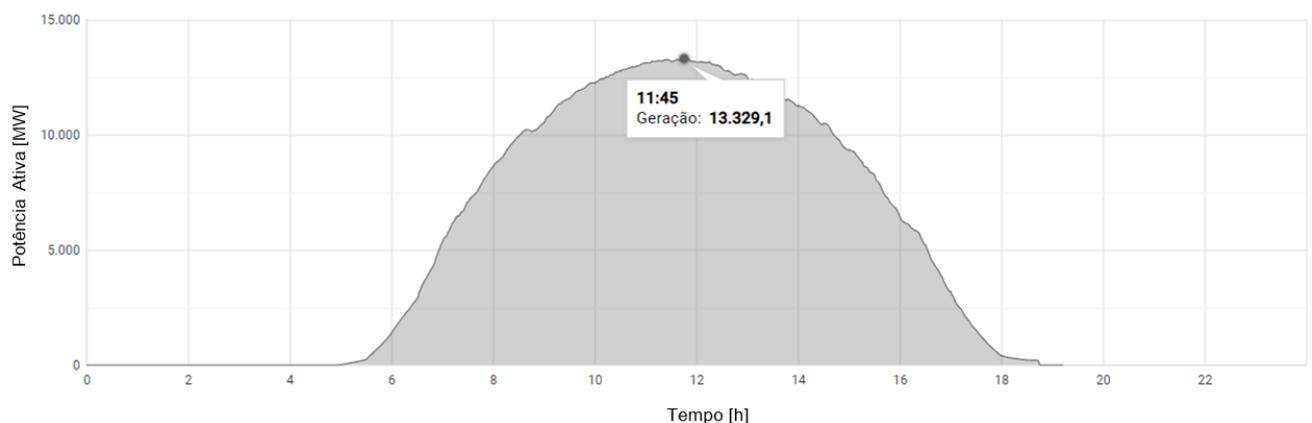
Os dados dos geradores fotovoltaicos são descritos na Tabela 4, em que são detalhados os tipos de geradores, a potência nominal de cada um e para qual sistema ele foi dimensionado. A indicação do tipo de gerador para cada sistema foi feita de acordo com a carga que ele deveria atender. Por exemplo, para o sistema de 12 barras, a potência do gerador fotovoltaico é de 100 kW, que corresponde a 3,9% da carga total do sistema. Além disso, a instalação de painéis solares geram diversos impactos ao meio ambiente, conforme descrito em Hernandez et al. (2014) e, o investimento com arrendamento de terras para construção das usinas também é um fator importante a ser considerado. Diante disso, torna-se mais viável instalar uma usina solar com potência maior do que instalar várias usinas com capacidades menores, em regiões muito afastadas. O modelo do painel solar é o CS6W-540MB-AG do fabricante Canadian Solar e seus dados estão especificados no ANEXO A.

Tabela 4 – Dados dos geradores fotovoltaicos

Gerador Fotovoltaico	Codificação	Potência Nominal[kW]	Sistema de Distribuição
Sem FV	0	—	—
FV 1	1	100	12 barras
FV 2	2	250	33 barras
FV 3	3	450	69 barras
FV 4	4	600	136 barras

Para o sistema fotovoltaico foi utilizada como parâmetro a curva de geração solar disponibilizada em ONS (2023). A Figura 37 apresenta a curva que representa os dados reais de geração do Sistema Interligado Nacional (SIN) e demonstra como o efeito da irradiação solar impacta na geração de energia. Conforme pode ser observado, entre as 06 horas da manhã até as 18 horas, a geração fotovoltaica fornece valores de potência ativa consideráveis. Neste trabalho, a injeção de potência ativa foi um percentual do valor nominal calculado com base nos horários de fornecimento de energia do sistema, de acordo com cada tipo de gerador fotovoltaico, conforme Tabela 5.

Figura 37 – Curva de Geração Fotovoltaica.



Fonte: Adaptado de ONS, (2023)

Tabela 5 – Injeção de Potência Ativa dos Sistemas Fotovoltaicos.

Tempo[h]	Potência em relação a Nominal[%]
1	0,00
2	0,00
3	0,00
4	0,15
5	10,61
6	9,52
7	39,70
8	65,62
9	80,60
10	91,73
11	98,28
12	98,61
13	94,17
14	84,25
15	69,67
16	47,48
17	23,93
18	3,35
19	0,00
20	0,00
21	0,00
22	0,00
23	0,00
24	0,00

5.3 Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias

Os SAEBs utilizados são compostos por baterias de Lítio do modelo Unipower UPLFP48-20 seus dados estão especificados no ANEXO B. Para os casos a serem simulados, as baterias foram associadas de forma a obter a potência nominal, conforme Tabela 6. O SAEB A carrega, aumentando sua energia armazenada de 20% para 70%. Neste caso, deve ser calculada a potência $P_{Bat,A}$, que é a potência de saída da bateria de uma banco A, de acordo com a Equação (4.8), que resulta em:

$$P_{Bat,A} = 20,64 \cdot \left(\frac{0,7 - 0,2}{1 \cdot 0,98} \right) = 10,53[kW] \quad (5.1)$$

A Tabela 6 apresenta o cálculo da potência de saída do SAEB do Tipo 1. Para os outros tipos de SAEBs foi utilizada mesma equação da potência de saída, alterando a quantidade de baterias e estado de carga. A Tabela 7 apresenta os dados do sistema de baterias, com os tipos de SAEBs e a potência nominal de cada um deles.

Tabela 6 – Potência de saída do SAEB do Tipo 1.

Tempo[h]	E_{nom} [kWh]	QTDE	SOC2	SOC1	η_{bat}	Δt_i [h]	P_{bat} [kW]
1	20,64	10	0,28	0,2	0,98	1	16,85
2	20,64	10	0,365	0,28	0,98	1	17,90
3	20,64	10	0,365	0,365	0,98	1	0,00
4	20,64	10	0,365	0,365	0,98	1	0,00
5	20,64	10	0,365	0,365	0,98	1	0,00
6	20,64	10	0,365	0,365	0,98	1	0,00
7	20,64	10	0,458	0,365	0,98	1	19,59
8	20,64	10	0,556	0,458	0,98	1	20,64
9	20,64	10	0,365	0,258	0,98	1	22,54
10	20,64	10	0,7	0,365	0,98	1	70,56
11	20,64	10	0,7	0,7	0,98	1	0,00
12	20,64	10	0,7	0,7	0,98	1	0,00
13	20,64	10	0,7	0,7	0,98	1	0,00
14	20,64	10	0,7	0,7	0,98	1	0,00
15	20,64	10	0,7	0,7	0,98	1	0,00
16	20,64	10	0,7	0,7	0,98	1	0,00
17	20,64	10	0,365	0,7	0,98	1	-70,56
18	20,64	10	0,429	0,547	0,98	1	-24,85
19	20,64	10	0,342	0,429	0,98	1	-18,32
20	20,64	10	0,257	0,342	0,98	1	-17,90
21	20,64	10	0,257	0,345	0,98	1	-18,53
22	20,64	10	0,215	0,285	0,98	1	-14,74
23	20,64	10	0,26	0,3228	0,98	1	-13,23
24	20,64	10	0,2	0,26	0,98	1	-12,64

Tabela 7 – Alocação de SAEB.

SAEB	Codificação	Quantidade de Baterias	Potência Nominal[kW]
Sem SAEB	0	-	-
SAEB 1	1	10	100
SAEB 2	2	24	250
SAEB 3	3	96	1000
SAEB 4	4	142	1500

Para todos os sistemas de distribuição, os dados de entrada dos SAEBs para cálculo da função objetivo foram definidos conforme a Tabela 8 a seguir. Para cada tipo de SAEB foram alteradas apenas a quantidade de baterias, mas o modelo e os parâmetros foram mantidos.

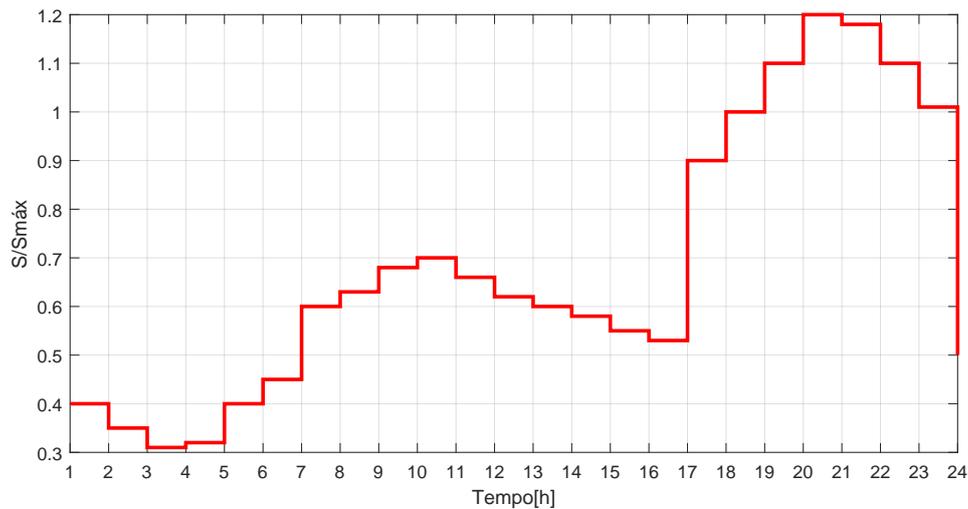
A Figura 38 representa a curva de carga média utilizada para simular os casos, obtida através da base de dados técnica do Operador Nacional de Sistema(ONS) e reflete as grandezas supervisionadas e programadas, disponível em ONS (2023). Foram utilizados dados de curva de demanda real para validação dos resultados obtidos. Além dos dados citados anteriormente para cada sistema de distribuição foram definidos os parâmetros de

Tabela 8 – Dados de entrada do Problema de Alocação de SAEB.

Dados de Entrada dos SAEBs		
E	20,64 kW	Capacidade nominal do banco de baterias
SOCmáx	70%	Estado de carga final
SOCmin	20%	Estado de carga inicial
η	0,98	Eficiência do banco de baterias
Dados de entrada para Análise da Função Objetivo		
Vmáx	1,05	Valor máximo que a tensão na barra pode atingir em pu
Vmin	0,95	Valor mínimo que a tensão na barra pode atingir em pu
$\alpha 1$	100	Fator de ponderamento ajustado de acordo com os picos
$\alpha 2$	1	Fator de ponderamento ajustado de acordo com os vales
T	24 horas	Período de análise

entrada da execução dos algoritmos VNS, Busca Tabu e Grasp.

Figura 38 – Curva de demanda.

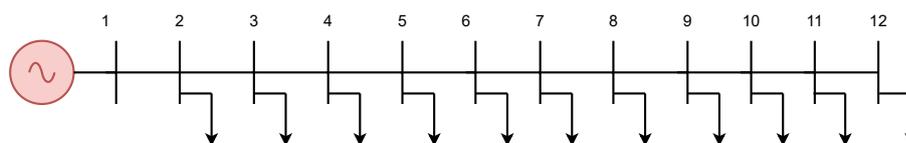


Fonte: ONS,(2023)

5.4 Caso 0 : Estudo de Caso do Sistema de 12 barras

O primeiro sistema de distribuição que será simulado está disponível em Mishra, Das e Paul (2014). O sistema é composto por 12 barras, conforme mostrado na Figura 39, a tensão nominal de operação é de 11 kV e a potência nominal de operação é de 100 MVA. O anexo C, apresenta a configuração de conexão das barras e linhas do sistema em questão.

Figura 39 – Sistema de distribuição de 12 barras.



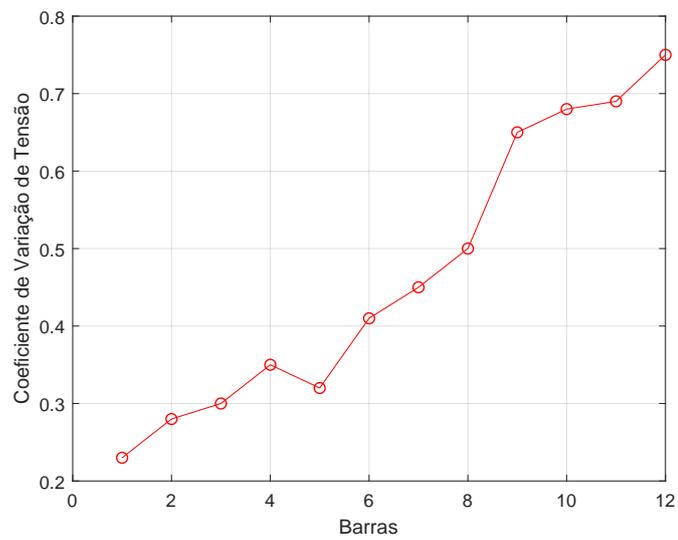
Fonte: Da Autora, (2023)

No caso 0, nenhum SAEB é alocado no sistema de distribuição de 12 barras, assim, é possível analisar o comportamento do sistema antes de alocar as baterias. Serão analisados os valores do coeficiente de variação de tensão, a quantidade de violações e o erro que é calculado a partir das amplitudes dos picos e vales de tensão. Após realizar a simulação do caso 0, observa-se que o valor da função objetivo obtido foi de 24,61, reflexo da quantidade de violações de tensão, que no total foram 68. O somatório do coeficiente de variação de tensão nas barras foi de 6,57 e o erro em relação à faixa de tensão definida como adequada, de acordo com as regras e procedimentos de distribuição de energia elétrica estabelecidos em ANEEL (2021), foi de 35%.

A Figura 40 a seguir apresenta o somatório do coeficiente de variação de tensão em cada barra, com relação à tensão média, durante todo período analisado. Observa-se que o coeficiente está variando entre 0,2 e 0,8.

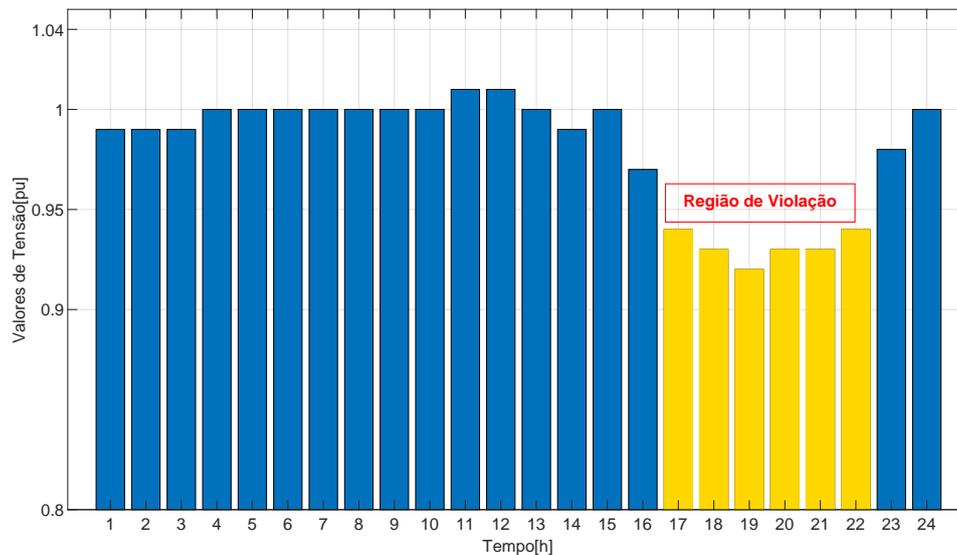
Na Figura 41, é possível notar que entre as 17 e 22 horas a tensão no sistema de distribuição é violada. Isso ocorre devido à elevação da carga nessa faixa de horário, em que a carga passa de média para carga pesada.

Figura 40 – Variação de Tensão para o Sistema de 12 Barras sem Gerador e sem SAEB.



Fonte: Da Autora, (2023)

Figura 41 – Violações de Tensão para o Sistema de 12 Barras sem Gerador e sem SAEB.



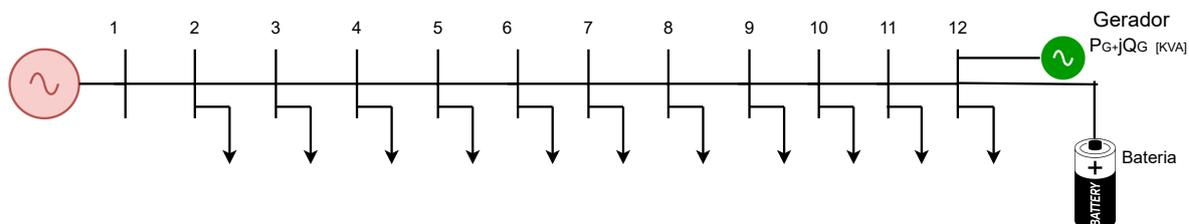
Fonte: Da Autora, (2023)

5.5 Caso 1 - Sistema de distribuição de 12 barras com Gerador Fotovoltaico e SAEBs

No caso 1, o gerador fotovoltaico e as baterias injetam potência ativa no sistema de distribuição de 12 barras. Nas barras escolhidas para alocação dos bancos de baterias e do gerador fotovoltaico, as potências injetadas por eles, serão consideradas como uma carga PQ, mas com valor de potência ativa (P) com sinal negativo, conforme apresentado

na Figura 16 e descrito na Equação (4.4). Em condições normais, a potência ativa é a potência máxima dos painéis fotovoltaicos e a potência reativa tem valor nulo. A Figura 42 apresenta o sistema de distribuição com um exemplo de alocação com um SAEB e um gerador fotovoltaico alocados na barra 12.

Figura 42 – Sistema de distribuição de 12 barras com gerador fotovoltaico e baterias



Fonte: Da Autora,(2023)

No processo de busca pela melhor solução, ou seja, a barra e o valor de potência ativa do SAEB que minimiza o valor da função objetivo, foi realizada a busca exaustiva e posteriormente foram executadas 15 vezes as meta-heurísticas VNS, Grasp e Busca Tabu, a fim de obter resultados confiáveis. Além disso, com intuito de distribuir melhor os SAEBs no sistema de distribuição e viabilizar a alocação, foi estabelecido que a melhor proposta é a alocação de SAEBs em mais de uma barra no sistema, ao invés de alocar um SAEB com injeção de potência muito elevada em apenas uma barra. A Tabela 9, a seguir, apresenta os parâmetros de entrada dos algoritmos utilizados no problema de alocação de baterias no sistema de distribuição com gerador fotovoltaico.

Tabela 9 – Dados de entrada dos algoritmos VNS, GRASP e Busca Tabu para o Sistema de 12 barras.

VNS	
Número de estruturas de vizinhança	5
Solução Inicial	Barra 4 e Barra 8
Busca Tabu	
Lista Tabu	[1 3 4 9]
Solução Inicial	Barra 2 e Barra 5
GRASP	
Nível de Gula	0,8
Lista de barras candidatas	[5 6 8 10]

A Tabela 10 apresenta o resultado da configuração ótima obtida por meio da Busca Exaustiva. Foi feita a consideração que no sistema de 12 barras, no máximo 2 SAEBs poderiam ser alocados e todas as barras poderiam receber um SAEB, com exceção da barra de geração PV.

Ao realizar a busca pela solução, através das meta-heurísticas VNS, Busca Tabu e GRASP, os resultados apresentados demonstraram-se satisfatórios, no que se refere ao ao comportamento do perfil de tensão nas barras e ao número de iterações realizadas. No

Tabela 10 – Alocação ótima obtida pela Busca Exaustiva para o sistema de 12 barras.

Barra	SAEB	Gerador FV
2	Tipo 1	Tipo 1
6	Tipo 1	Tipo 1

entanto, foi possível verificar que a Busca Tabu demonstrou melhor desempenho do que as outras e a alocação convergiu para as mesmas barras encontradas pela busca exaustiva, o que comprova a eficácia do algoritmo implementado. A Tabela 11, a seguir, apresenta uma comparação entre os três métodos e pode-se observar o comportamento de cada algoritmo, com detalhes referentes ao tempo de convergência, o valor da função objetivo, o tipo de SAEB, o tipo de Gerador fotovoltaico e o número de iterações.

Tabela 11 – Alocações obtidas com as meta-heurísticas VNS, Busca Tabu e GRASP para o sistema de 12 barras.

Resultados						
	FO	Barra Alocada	SAEB	Gerador FV	Tempo[s]	Iterações
Sem SAEB e Gerador FV	24,61	-	-	-	3,05	
VNS	0,0382	2 3	Tipo 1 Tipo 2	FV 1	5,38	4
Busca Tabu	0,0248	2 6	Tipo 1 Tipo 1	FV 1	5,02	2
Grasp	0,0313	3 6	Tipo 2 Tipo 2	FV 1	3,48	6

Nota-se que o valor da função objetivo obtido pela busca tabu foi reduzido de forma considerável, quando comparada com a resposta do caso 0 e com as outras meta-heurísticas. A alocação ótima gerada pela busca tabu apresentou valor de função objetivo de 0,0248, o que representa uma redução de 20,16% em comparação com o VNS e 35,07% quando comparada com o Grasp. Observa-se também que a busca tabu obteve a solução com menor número de iterações.

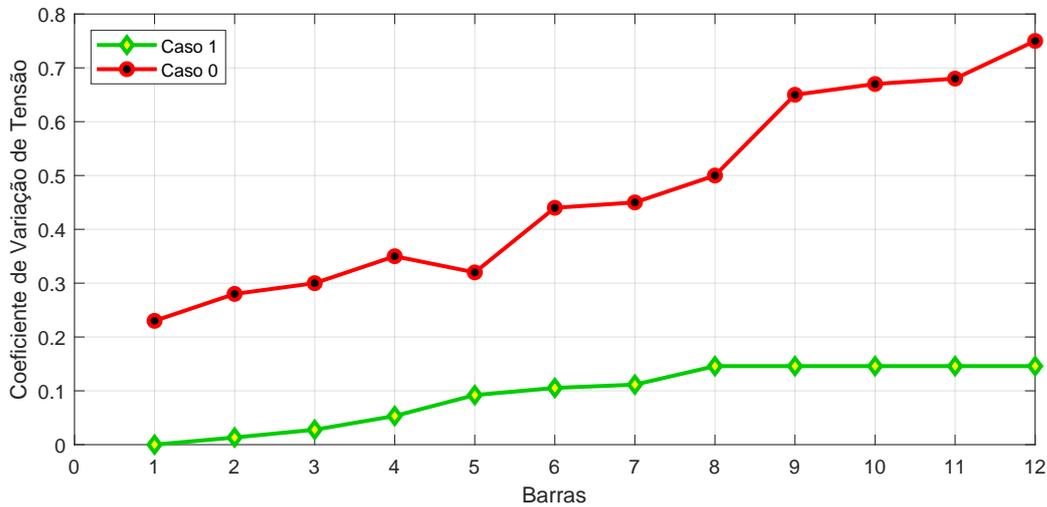
As barras alocadas foram as mesmas da busca exaustiva, os SAEBs alocados e os geradores fotovoltaicos foram do tipo 1, com potência nominal de 100 kW. Nota-se que o erro foi de apenas 4% e o coeficiente de variação de tensão reduziu de forma considerável, com 99,7% de decréscimo .

Em relação à viabilidade do projeto, uma pesquisa de mercado foi realizada e o custo estimado somente com as baterias e com placas fotovoltaicas da solução obtida pela busca tabu ficaria em torno de R\$493.000,00.

A Figura 43 apresenta o comportamento do coeficiente de variação de tensão para o caso 0 e para o caso 1. Percebe-se que houve uma redução significativa do coeficiente de variação após a alocação de SAEB e do gerador fotovoltaico, com redução de aproxima-

damente 81,25 %, isso demonstra que a alocação atingiu um nível de controle de tensão nas barras razoável, sem exceder os limites permitidos.

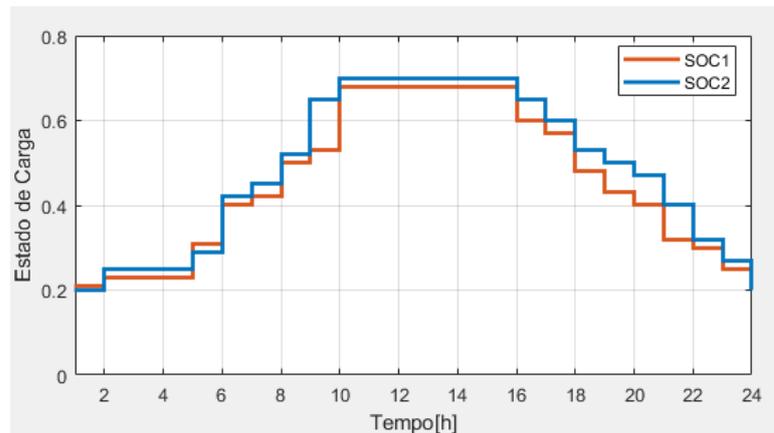
Figura 43 – Comparação entre o coeficiente de variação de tensão no sistema de 12 barras para o Caso 0 e Caso 1 .



Fonte: Da Autora,(2023)

A Figura 44 representa o estado de carga do sistema de armazenamento de energia por baterias para os instantes de tempo de 0 a 24 horas. Nota-se que o estado de carga do SAEB inicia em 20% às 00:00 e aumenta para 22% devido a redução do consumo de energia no sistema elétrico durante a madrugada e se mantém constante até às 05:00, pois não há geração de energia solar. Quando o sistema fotovoltaico começa a produzir energia, observa-se que as baterias carregam, atingindo 70% de carga às 10:00. No período de 10 as 16 horas, as baterias ficam ociosas, pois o sistema fotovoltaico e a concessionária conseguem atender os consumidores. Entretanto, depois das 16:00 inicia o processo de descarga das baterias, visto que a energia produzida pelo sistema FV reduziu e os consumidores aumentaram o consumo. As baterias continuam descarregando até atingirem 20% do estado de carga e o ciclo recomeça.

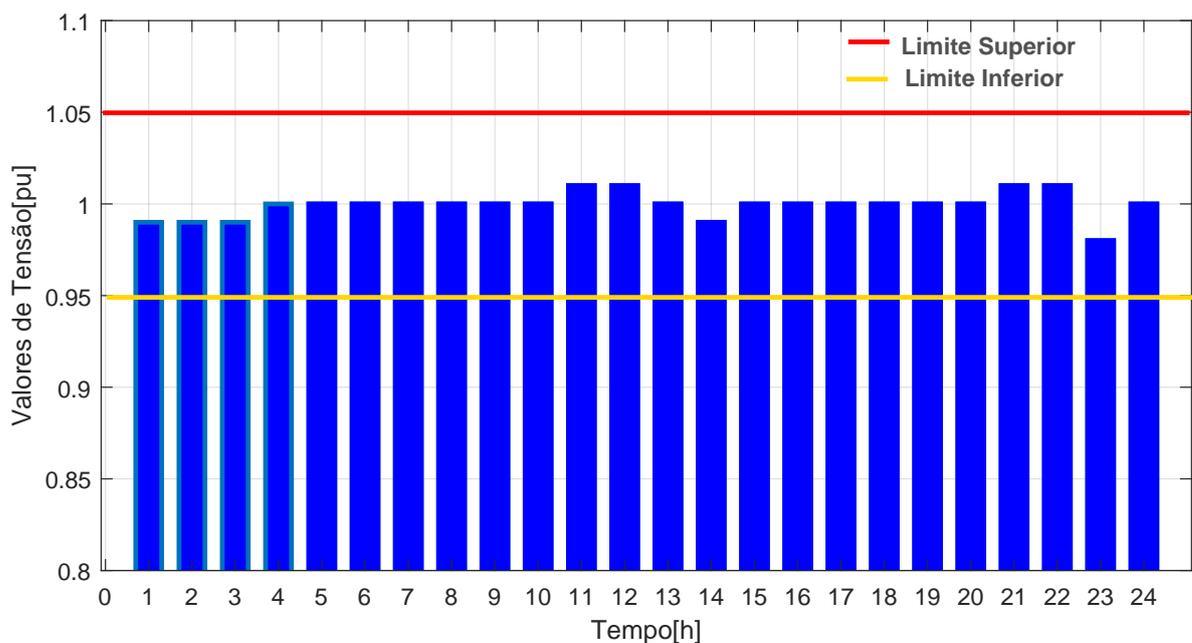
Figura 44 – Estado de carga do SAEB para o sistema de 12 barras.



Fonte: Da Autora, (2023)

A Figura 45 representa o perfil de tensão nas barras após a alocação dos SAEBs e gerador fotovoltaico. Nota-se que não existem mais as violações de tensão entre o intervalo de 17 às 22 horas, em que o sistema opera em carga pesada, isso demonstra que os limites máximo e mínimo, previamente estabelecidos foram respeitados. Esses resultados comprovam também que a alocação de SAEBs em conjunto com gerador fotovoltaico é um investimento viável para ser implementado em sistemas de distribuição, pelas concessionárias.

Figura 45 – Perfil de tensão para o Sistema de 12 Barras com Gerador fotovoltaico e SAEBs.

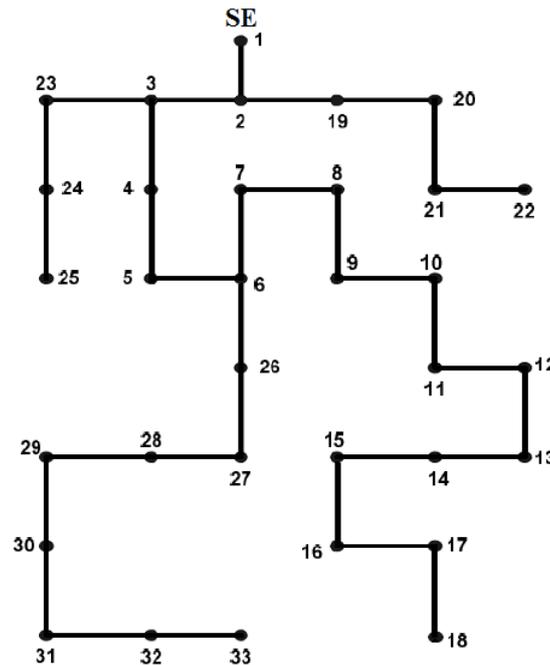


Fonte: Da Autora,(2023)

5.6 Caso 2 - Sistema de distribuição de 33 barras

O segundo sistema de distribuição simulado está disponível em Baran e Wu (1989b). O sistema é composto por 33 barras, conforme mostrado na Figura 46 a tensão nominal de operação é de 12,66 kV e a potência nominal de operação é de 10 MVA. O anexo D apresenta a configuração de conexão das barras e linhas do sistema em questão.

Figura 46 – Sistema de distribuição de 33 barras.

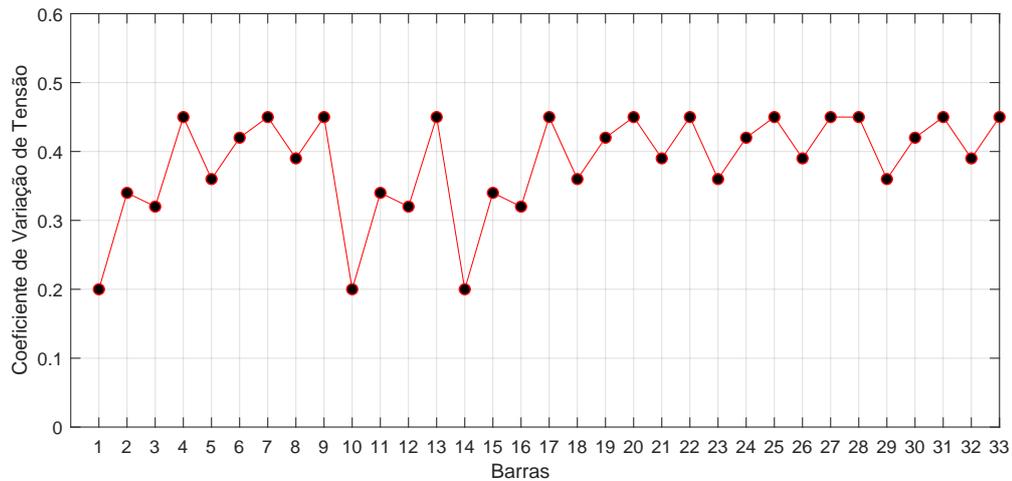


Fonte: (BARAN; WU, 1989b)

De forma análoga ao caso 0, no caso 2 nenhum SAEB é alocado no sistema de distribuição de 33 barras. É importante a realização da simulação do sistema sem GDs para verificar o perfil de tensão nas barras.

Após realizar a simulação do caso 2, é possível analisar a resposta do sistema em questão, nota-se que a função objetivo calculada foi de 59,26, esse valor é elevado, devido à quantidade de violações de tensão nas barras e quando somadas, totalizaram 48 violações. Além disso, observa-se que o coeficiente de variação de tensão é elevado, em que o valor atingiu 10,43 e o erro calculado alcançou 18,64% com relação à tensão de referência, quando somadas todas as barras. Na Figura 47, nota-se que o coeficiente de variação de tensão nas barras manteve-se entre 0,2 e 0,5.

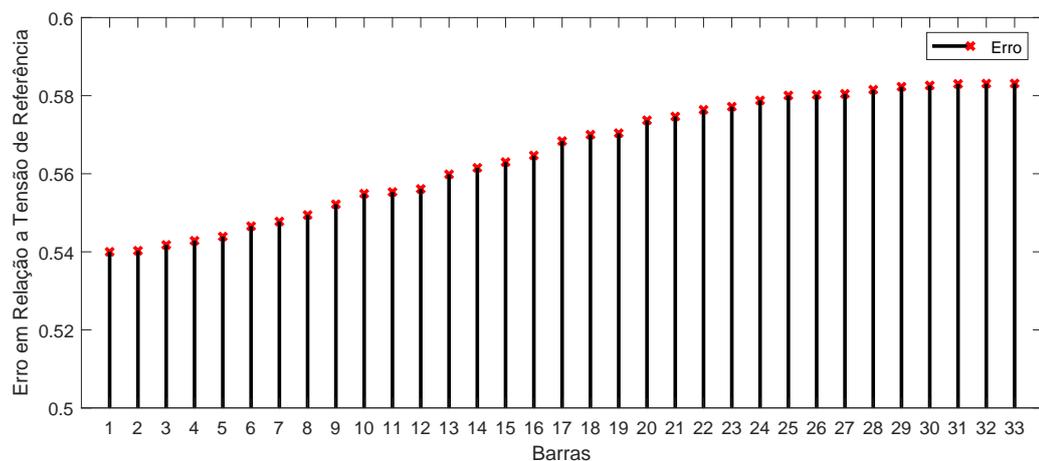
Figura 47 – Variação de Tensão para o Sistema de 33 Barras sem Gerador e sem SAEB.



Fonte: Da Autora, (2023)

A Figura 48 apresenta o erro calculado em relação à tensão de referência, para cada barra do sistema de distribuição. Percebe-se que o valor do erro cresce gradativamente à medida que se distancia da barra de geração. Nas barras 10, 11 e 12, os valores estão na faixa de 0,54 e nas barras 28, 30, 31, 32 e 33 o erro se manteve constante. Observa-se também que nas barras próximas da barra de geração, da barra 2 até a barra 13, o erro variou entre 0,54 e 0,56 e das barras 14 até a 33 o erro ficou compreendido entre 0,56 à 0,60.

Figura 48 – Erro em relação à tensão de referência para o Sistema de 33 Barras sem alocação.

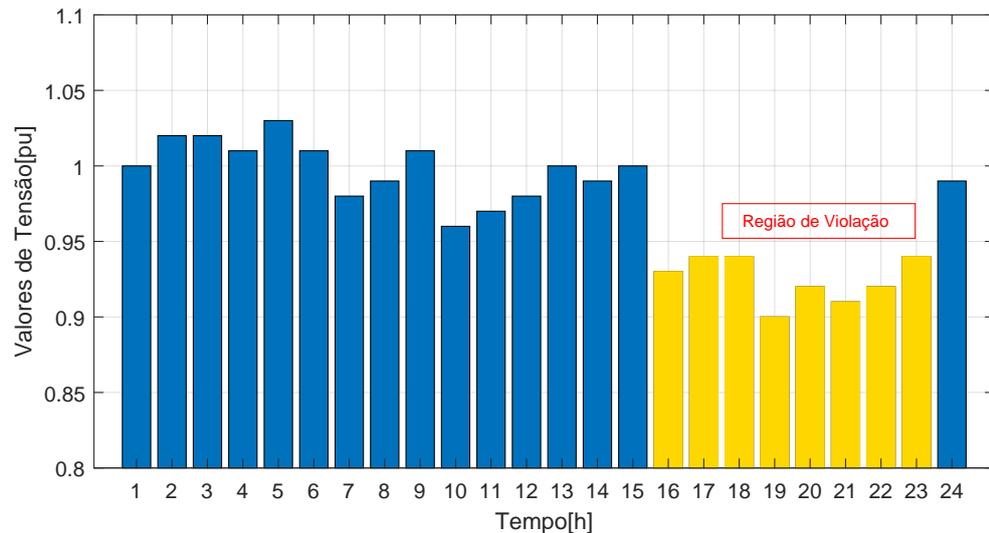


Fonte: Da Autora, (2023)

Quando trata-se das violações de tensão, nota-se que a região de violação foi maior, quando comparamos ao sistema de 12 barras. Observa-se que o período de violação iniciou

às 16 horas e persistiu até às 23 horas. Esse comportamento do sistema demonstra que será necessário a alocação de uma quantidade maior de potência para que o controle de tensão seja feito de forma adequada e evite que o sistema alcance regiões de violações. No caso 3, será abordado o resultado da alocação que obteve um controle de tensão adequado para esse sistema.

Figura 49 – Violações de Tensão para o Sistema de 33 Barras sem Gerador e sem SAEB.



Fonte: Da Autora, (2023)

5.7 Caso 3 - Sistema de distribuição de 33 barras com Gerador Fotovoltaico e SAEBs

No caso 3, são alocados ao sistema de distribuição de 33 barras os SAEBs e geradores fotovoltaicos. A Tabela 12, a seguir, exibe os dados de entrada para os algoritmos VNS, Busca Tabu e Grasp, em que os valores foram arbitrados. Devido à quantidade de barras desse sistema, foram definidas 4 barras como possíveis soluções para alocação. Para o algoritmo VNS, foram escolhidas 10 estruturas de vizinhança afim de realizar a busca de soluções viáveis em um espaço adequado, a lista de elementos tabu recebeu 8 componentes, pois o sistema possui maior número de barras em comparação com o anterior, e, para o Grasp, 14 barras foram escolhidas como candidatas iniciais.

As simulações foram executadas 15 vezes para as meta-heurísticas VNS, Busca Tabu e GRASP de forma análoga ao sistema de distribuição de 12 barras, com intuito de obter resultados confiáveis e recorrentes. Ao finalizar as simulações foi possível comprovar que houve uma melhora significativa no valor da função objetivo e no perfil de tensão do sistema de 33 barras para todas as três meta-heurísticas, em comparação com o sistema original. A Tabela 13 apresenta os resultados obtidos pelos algoritmos e, conforme pode ser

Tabela 12 – Dados de entrada dos algoritmos VNS, GRASP e Busca Tabu para o Sistema de 33 barras.

VNS	
Número de estruturas de vizinhança	10
Solução Inicial	2 4 9 25
Busca Tabu	
Lista Tabu	[1 3 4 9 15 20 28 30]
Solução Inicial	2 5 8 25
GRASP	
Nível de Gula	0,8
Lista de barras candidatas	[2 3 4 7 9 11 5 6 8 10 12 14]

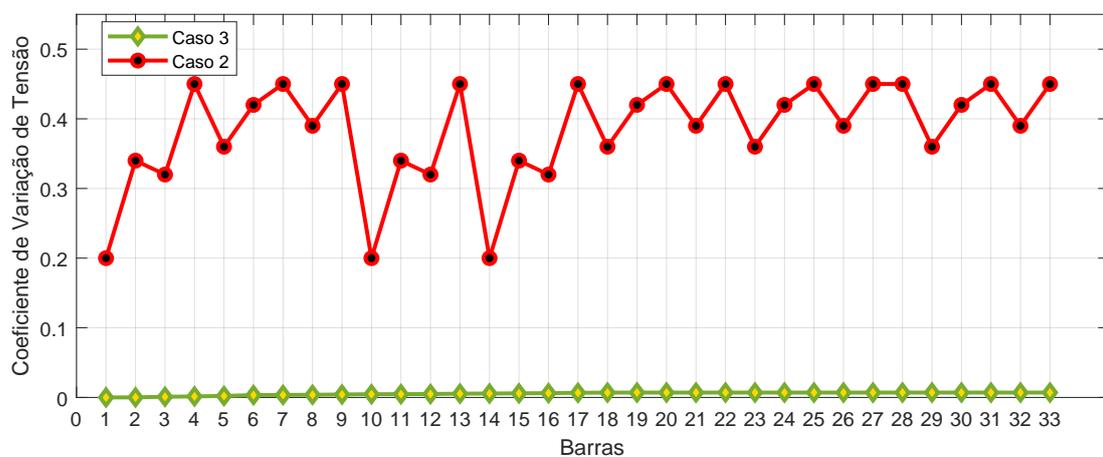
observado, a meta-heurística Busca Tabu obteve melhor desempenho quando comparada ao VNS e ao Grasp. O valor da função objetivo encontrado pela Busca Tabu apresentou uma redução de 24,53% quando comparado ao resultado da função objetivo calculada pelo VNS e quando é comparado com o resultado do Grasp, nota-se que houve uma melhora de 88,88%. Os SAEBS alocados foram do tipo 1, tipo 2 e tipo 3, com potência nominal de 100 kW, 250 kW e 100 kW, respectivamente e, o gerador fotovoltaico foi do tipo 2, com potência nominal de 250 kW.

Tabela 13 – Alocações obtidas com as meta-heurísticas VNS, Busca Tabu e GRASP para o sistema de 33 barras.

Resultados					
	FO	Barra Alocada	SAEB	Gerador FV	Iterações
Sem SAEB e Gerador FV	59,26	—	—	—	—
VNS	0,5642	2	Tipo 2	FV 2	11
		8	Tipo 2		
		4	Tipo 2		
		12	Tipo 2		
Busca Tabu	0,4258	7	Tipo 3	FV 2	6
		2	Tipo 2		
		3	Tipo 1		
Grasp	3,831	5	Tipo 2	FV 2	8
		2	Tipo 1		
		16	Tipo 2		
		22	Tipo 1		

Na Figura 50, é apresentada uma comparação entre o coeficiente de variação de tensão no caso 2 e o coeficiente de variação de tensão no caso 3. Nota-se que após a alocação dos SAEBs e do gerador fotovoltaico, o coeficiente de variação reduziu bastante, conforme era esperado e manteve-se praticamente com valor constante. Notamos que a discrepância do coeficiente nas barras 1, 10 e 14, em comparação com as outras barras, não existe mais e pode-se perceber que alocação contribuiu para o fornecimento de tensão com qualidade e sem grandes variações, comprovando que o controle de tensão foi efetivo.

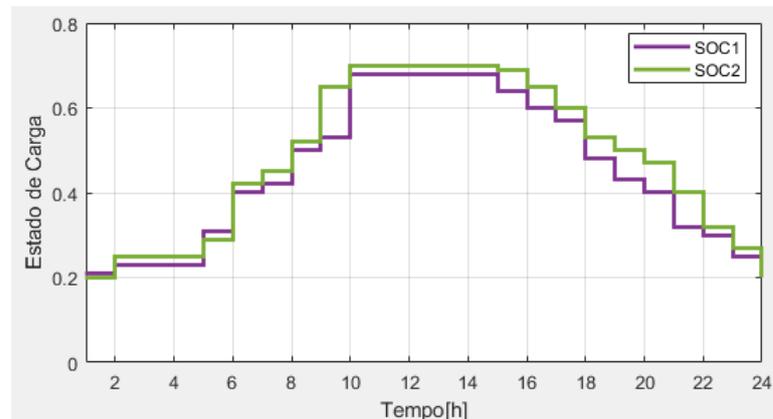
Figura 50 – Comparação entre o coeficiente de variação de tensão para o Caso 2 e Caso 3.



Fonte: Da Autora,(2023)

Na Figura 51 pode-se observar o estado de carga do sistema de armazenamento de energia por baterias para os instantes de tempo de 0 a 24 horas. Nota-se que de forma semelhante ao sistema de 12 barras, o estado de carga do SAEB inicia em 20% às 00:00 e aumenta para 22% até às 05:00. Quando o sistema fotovoltaico começa a produzir energia, observa-se que as baterias carregam, atingindo 70% de carga até às 10 horas. Porém, o período em que as baterias ficam ociosas reduz, devido ao início da violação de tensão iniciar às 15:00. Desta forma às 15:00 inicia o processo de descarga das baterias, pois a energia produzida pelo sistema FV e a concessionária não conseguem atender os consumidores. O processo de descarga das baterias continua até o estado de carga atingir 20% e então, o ciclo recomeça.

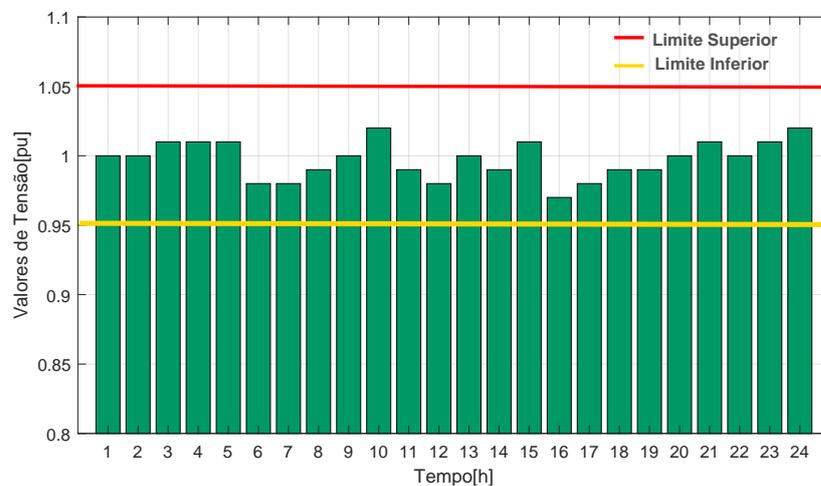
Figura 51 – Estado de carga do SAEB para o sistema de 33 barras.



Fonte: Da Autora, (2023)

Na Figura 52 pode-se observar o comportamento do perfil de tensão nas barras após a alocação dos SAEBs e do gerador fotovoltaico. É possível verificar que a tensão no período compreendido entre às 16 e 23 horas foi elevada pelo sistema de armazenamento de energia e permaneceu na região permitida pelos procedimentos de rede da distribuição, garantindo o atendimento as cargas de forma eficaz.

Figura 52 – Perfil de tensão para o Sistema de 33 Barras com Gerador fotovoltaico e SAEBs.

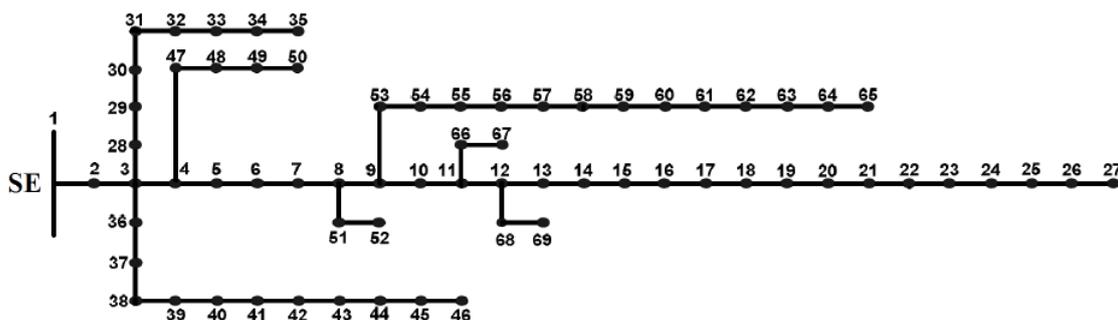


Fonte: Da Autora, (2023)

5.8 Caso 4 - Sistema de distribuição de 69 barras

O próximo sistema de distribuição a ser analisado é apresentado na Figura 53. O sistema está disponível em Baran e Wu (1989a) ele é composto por 69 barras, opera com tensão nominal de 12,66 kV e potência nominal de operação é de 10 MVA. A configuração de conexão do sistema está descrita no anexo E.

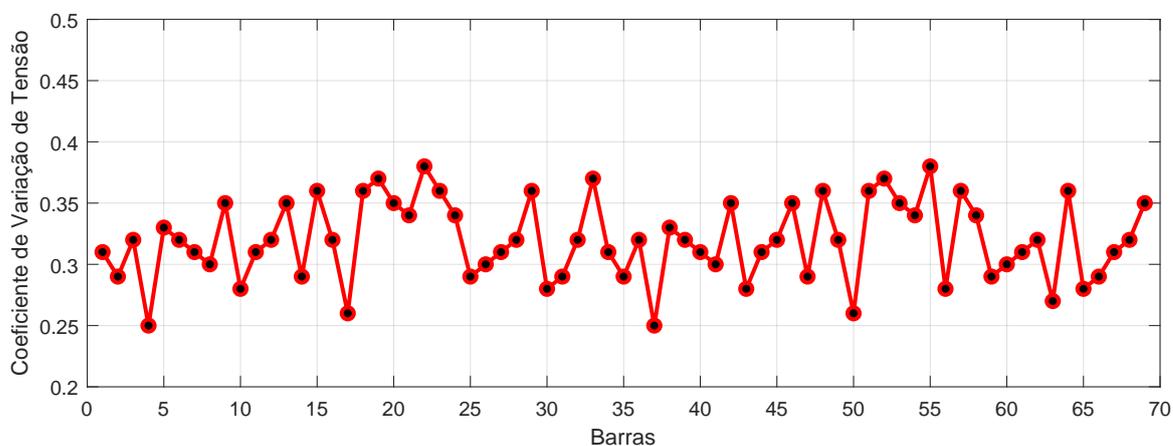
Figura 53 – Sistema de distribuição de 69 barras.



Fonte: (BARAN; WU, 1989a)

No caso 4, foi realizada a simulação do sistema de distribuição com ausência de SAEBs e gerador fotovoltaico, assim como foi realizado nos casos 0 e 2, para observar como o sistema iria se comportar e também afim de comprovar se era necessário realizar a alocação de geradores e sistemas de armazenamento de energia por baterias. Dessa forma, ao finalizar a simulação foi comprovado que o sistema estava violando os limites de tensão estabelecidos. Visto que o valor da função objetivo atingiu 152,88, as violações de tensão alcançaram 148, o erro em relação à tensão de referência foi de 39,24% e somatório do coeficiente de variação de tensão obtido foi de 22,06. Na Figura 54 nota-se que o coeficiente de variação de tensão no sistema de 69 barras apresentou valores na faixa de 0,25 até 0,38.

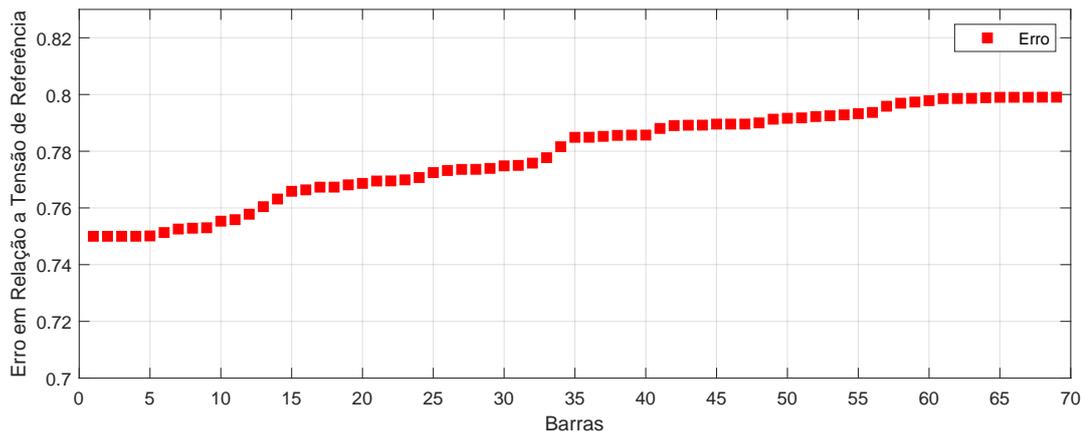
Figura 54 – Variação de Tensão para o Sistema de 69 Barras sem Gerador e sem SAEB.



Fonte: Da Autora,(2023)

Na Figura 55, é apresentado o erro em cada barra do sistema de distribuição de 69 barras com relação a tensão de referência. Nota-se que o comportamento do sistema foi parecido com os sistemas anteriores, o erro foi elevado. No entanto, nas barras 61 até a barra 69, o erro se manteve constante.

Figura 55 – Erro em relação a tensão de referência para o Sistema de 69 Barras sem alocação.



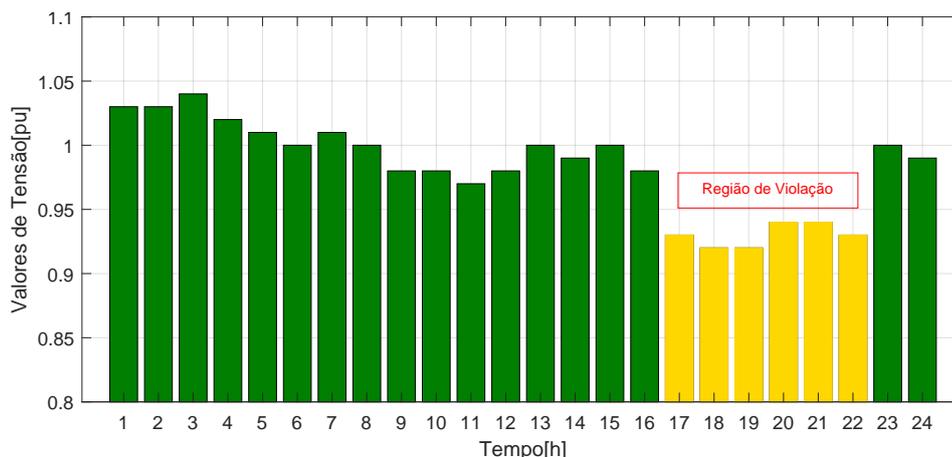
Fonte: Da Autora,(2023)

Quando observa-se o comportamento da tensão no sistema durante todo período analisado, conforme Figura 56, percebe-se que as violações mantiveram-se presentes entre as 17 e 22 horas, conforme era esperado. Isso ocorre, porque nesse intervalo o consumo de energia é mais elevado e a demanda atinge valores de até à 1,2 vezes maior do que a demanda prevista, segundo a base de dados do ONS. Diante disso, o perfil de tensão encontrado demonstra que é preciso a utilização de fontes alternativas para suprir o atendimento as cargas e minimizar os impactos ou interferências no sistema de distribuição, visando garantir a qualidade do fornecimento de energia elétrica.

5.9 Caso 5 - Sistema de distribuição de 69 barras com Gerador Fotovoltaico e SAEBs

No caso 5, foram utilizados os algoritmos implementados VNS, Busca Tabu e GRASP, com intuito de verificar qual seria a melhor proposta de alocação de SAEBs e gerador fotovoltaico, tendo em vista que o sistema original viola os limites de tensão estabelecidos. A Tabela 14 apresenta quais parâmetros de entrada foram inseridos para que a simulação fosse realizada de forma adequada e que os resultados obtidos apresentassem recorrência e confiabilidade. Nesse caso, a meta-heurística VNS, utilizou-se uma vizinhança de soluções com 15 estruturas, foram definidas como integrantes da lista tabu, 13 barras do sistema e para o GRASP definiu-se 15 opções de candidatas para compor a

Figura 56 – Violações de Tensão para o Sistema de 69 Barras sem Gerador e sem SAEB.



Fonte: Da Autora,(2023)

solução. Além disso, para as três meta-heurísticas, o número máximo de SAEBs alocados foram 6.

Tabela 14 – Dados de entrada dos algoritmos VNS, GRASP e Busca Tabu para o Sistema de 69 barras.

VNS	
Número de estruturas de vizinhança	15
Solução Inicial	2 4 9 25 45 65
Busca Tabu	
Lista Tabu	[1 3 4 9 15 20 28 35 48 50 58 63]
Solução Inicial	2 6 10 25 45 65
GRASP	
Nível de Gula	0,8
Lista de barras candidatas	[2 3 4 5 6 8 9 10 11 12 14 15 35 58 64]

Ao executar os algoritmos foi possível encontrar a solução que obteve menor valor de função objetivo e todas as três meta-heurísticas convergiram. A busca tabu e o VNS obtiveram valores bem próximos de função objetivo para esse sistema, conforme pode ser observado na Tabela 15. No entanto, a busca tabu conseguiu alcançar uma solução melhor, com função objetivo de 0,8253 e menor número de iterações, enquanto o VNS convergiu para uma solução com função objetivo de 0,8278 e com 5 iterações. Quando compara-se com o resultado do GRASP percebe-se que o valor da função objetivo foi maior do que os outros algoritmos e a quantidade de iterações foram 9. Os SAEBs escolhidos foram do tipo 3 e 4 e os gerador fotovoltaico foi do tipo 3.

Na Figura 57, é possível observar a comparação entre o coeficiente de variação de tensão antes e após a alocação de SAEBs e gerador fotovoltaico no sistema de 69 barras. Observa-se que após a alocação, as variações de tensão reduziram extremamente, com

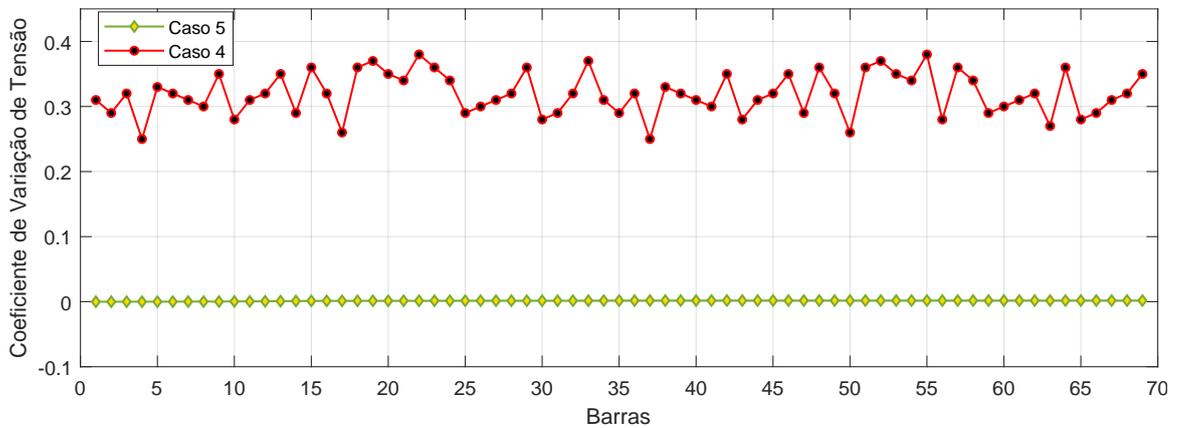
Tabela 15 – Alocações obtidas com as meta-heurísticas VNS, Busca Tabu e GRASP para o sistema de 69 barras.

Resultados					
	FO	Barra Alocada	SAEB	Gerador FV	Iterações
Sem SAEB e Geração FV	152,88	—	—	—	—
VNS	0,8278	6	Tipo 3	FV 3	5
		20	Tipo 4		
		15	Tipo 4		
		27	Tipo 3		
		45	Tipo 3		
62	Tipo 4				
Busca Tabu	0,8253	4	Tipo 3	FV 3	4
		16	Tipo 4		
		18	Tipo 3		
		26	Tipo 4		
		42	Tipo 4		
65	Tipo 3				
Grasp	0,8514	9	Tipo 3	FV 3	9
		19	Tipo 4		
		31	Tipo 4		
		42	Tipo 3		
		56	Tipo 3		
65	Tipo 3				

valores bem próximos de zero, e demonstraram que a injeção de potência contribuiu para que a condição operativa do sistema fosse atendida.

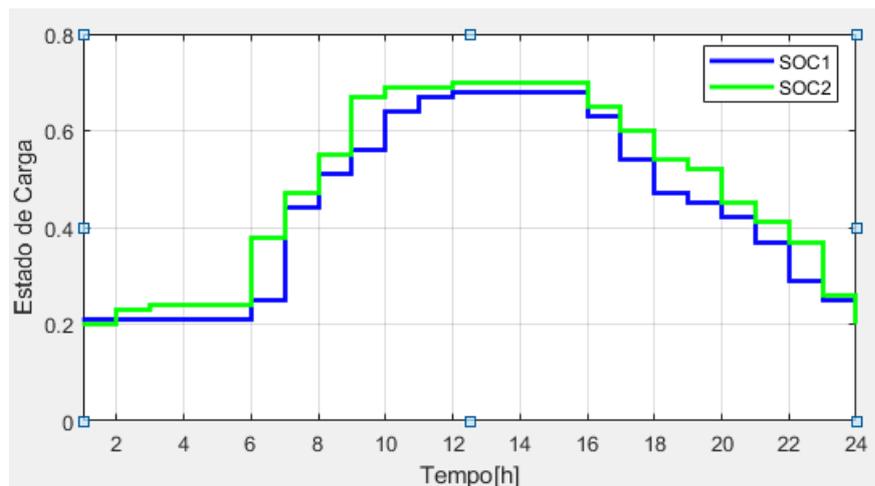
A Figura 58 apresenta o estado de carga das baterias entre às 0:00 e 24:00. Percebe-se que o estado de carga do SAEB inicia em 20% às 00:00 e aumenta para 21% até às 06:00. Ao iniciar a produção de geração de energia solar, as baterias carregam até 70%, estabilizando as 12 horas e se mantendo até às 16 horas. Das 16:00 em diante, inicia o processo de descarga das baterias, devido a redução da produção de energia fotovoltaica e elevação das cargas dos sistema elétrico. As baterias descarregam até alcançar 20% de carga e posteriormente o processo reinicia.

Figura 57 – Comparação entre o coeficiente de variação de tensão no sistema de 69 barras para o Caso 4 e Caso 5.



Fonte: Da Autora, (2023)

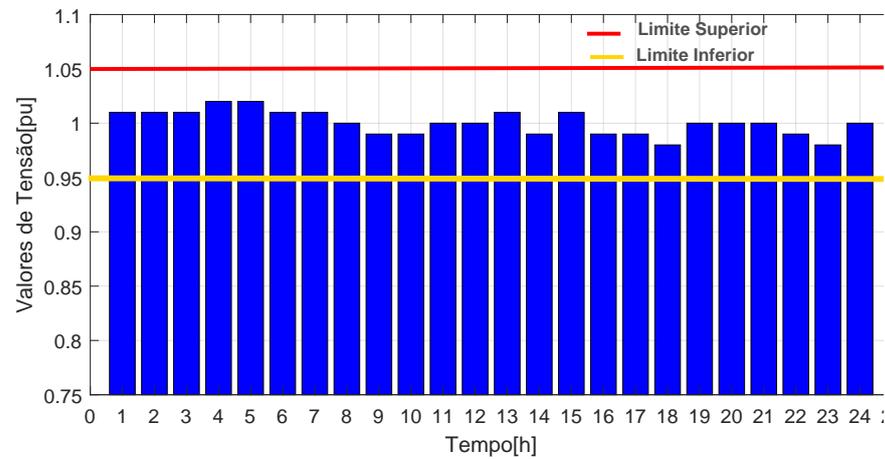
Figura 58 – Estado de carga do SAEB para o sistema de 69 barras.



Fonte: Da Autora, (2023)

O perfil de tensão do sistema de distribuição é apresentado na Figura 59, em que pode-se notar a tensão nas barras com poucas variações e dentro do intervalo permitido. Além disso, verifica-se que foram supridas as violações de tensão no período de 17 às 22 horas, após a injeção de potência dos SAEBs e do gerador fotovoltaico.

Figura 59 – Perfil de tensão para o Sistema de 69 Barras com Gerador fotovoltaico e SAEBs.



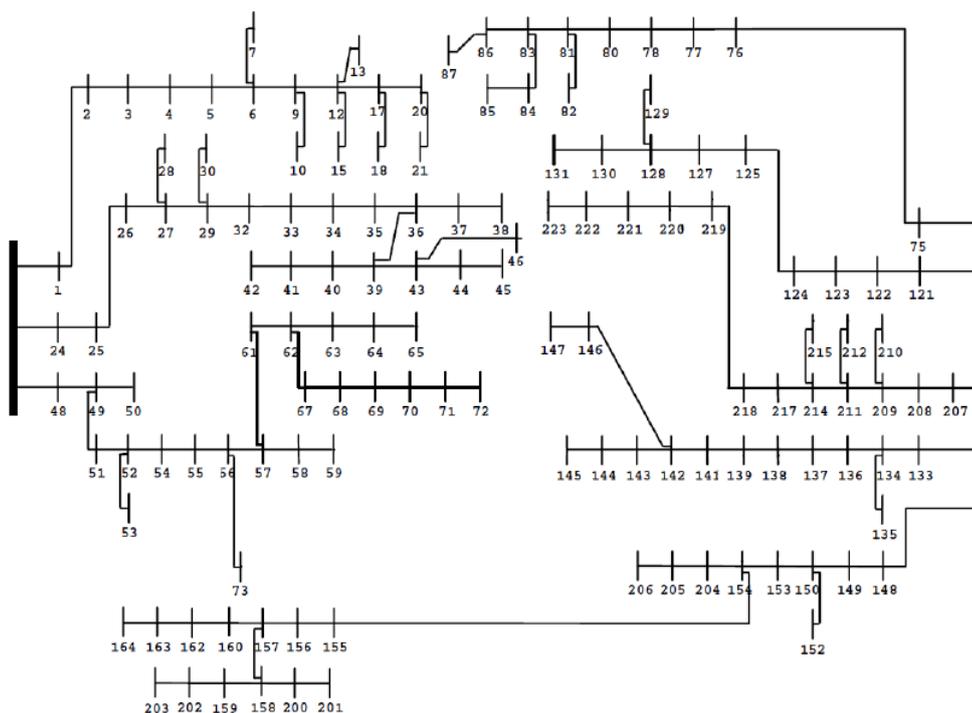
Fonte: Da Autora, (2023)

5.10 Caso 6 - Sistema de distribuição de 136 barras

O último sistema de distribuição a ser utilizado para análise do perfil de tensão após a alocação de SAEBs e gerador fotovoltaico, está disponível em Carreno, Romero e Padilha-Feltrin (2008). O sistema é composto por 136 barras, conforme Figura 60 sua tensão nominal de operação é de 13,8 kV e a potência nominal é de 100 MVA. No anexo F, são apresentados os dados das barras e linhas do sistema em questão.

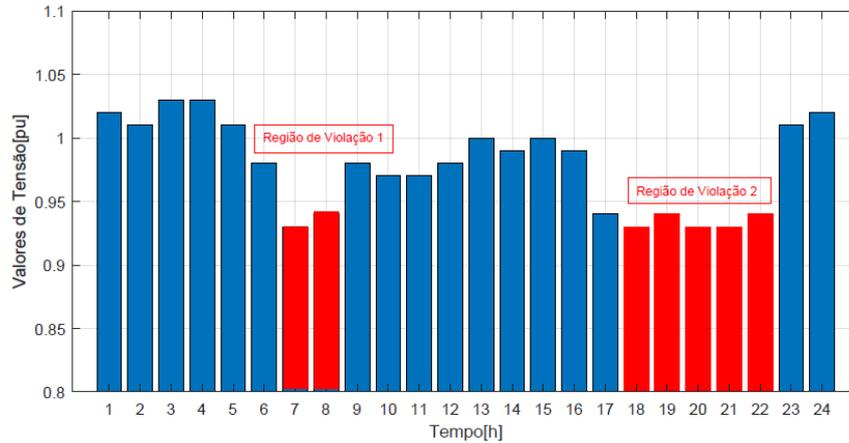
Ao realizar a simulação do fluxo de potência para o caso 6, sem a presença de gerador fotovoltaico e sem SAEBs, observa-se que o coeficiente de variação de tensão é elevado, conforme Figura 61. Além disso, foi observado que a função objetivo chegou a 76,89, devido ao número de violações, que no total, somaram-se 165. Com relação ao erro em relação à tensão de referência, o valor calculado pelo algoritmo foi 39,43%.

Figura 60 – Sistema de distribuição de 136 barras



anteriormente.

Figura 62 – Violações de Tensão para o Sistema de 136 Barras sem Gerador fotovoltaico e sem SAEB.



Fonte: Da Autora,(2023)

5.11 Caso 7 - Sistema de distribuição de 136 barras com Gerador Fotovoltaico e SAEB

No caso 7, foram realizadas as simulações dos três algoritmos VNS, Busca Tabu e GRASP, com intuito de obter uma solução ótima que possibilite a operação do sistema de distribuição de 136 barras, sem violações e que respeite os limites operativos de tensão definidos pela regulamentação. Na Tabela 16, é possível observar quais foram os dados de entrada para cada meta-heurística simulada. Para esse sistema, o número de máximo de SAEBs foi 10, afim de possibilitar a convergência do método de forma mais rápida e viabilizar a implementação em pontos distintos do sistema.

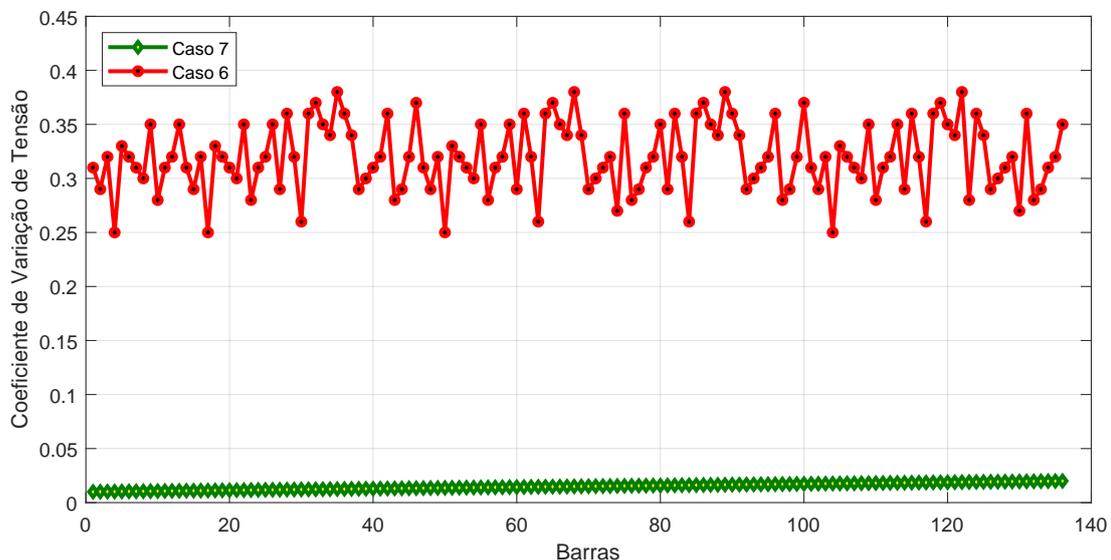
Tabela 16 – Dados de entrada dos algoritmos VNS, GRASP e Busca Tabu para o Sistema de 136 barras.

VNS	
Número de estruturas de vizinhança	30
Solução Inicial	8 14 29 35 45 65 85 90 103 129
Busca Tabu	
Lista Tabu	15 17 19 25 32 35 41 48 55 61 67 72 79 88 95 99 107
Solução Inicial	8 18 22 31 42 63 82 91 101 122
GRASP	
Nível de Gula	0,8
Lista de barras candidatas	12 23 35 50 60 75 92 101 109 125

Os resultados obtidos pelos algoritmos estão listados na Tabela 17 de forma semelhante aos sistemas de 12, 33 e 69 barras, observa-se que a Busca Tabu obteve melhor desempenho, quando comparada às outras meta-heurísticas VNS e GRASP. O valor da função objetivo calculado pela Busca Tabu representa uma melhora de 34,42% quando comparada ao VNS e, com relação ao resultado obtido pelo GRASP, nota-se que a função objetivo foi reduzida 49,39%. Quando observa-se a quantidade de iterações, percebe-se que do total de 15 simulações realizadas, a busca tabu obteve o melhor desempenho, com apenas 6 iterações para encontrar a melhor solução e logo após, está o GRASP, que encontrou a melhor solução com 8 iterações. O gerador fotovoltaico alocado foi do tipo 4 com potência nominal de 600 kW e os SAEBs escolhidos pela melhor solução, foram do 3 e 4, com potência nominal de 1000 kW e 1500 kW, respectivamente.

Ao observar o coeficiente de variação de tensão antes e após a alocação apresentado na Figura 63, percebe-se que foi possível manter o sistema operando dentro da faixa permitida e o controle de tensão foi efetivo. O erro após a alocação foi reduzido consideravelmente, o que demonstra a importância de realizar a implementação dos SAEBs e dos geradores no sistema de distribuição de 136 barras.

Figura 63 – Comparação entre o coeficiente de variação de tensão no sistema de 136 barras para o Caso 6 e o Caso 7.



Fonte: Da Autora, (2023)

Na Figura 64 tem-se o estado de carga das baterias entre 0 e 24 horas. Percebe-se que o estado de carga do SAEB inicia em 20% às 00:00 e aumenta para 21% até às 06:00. No entanto, de 07:00 às 08:00 o sistema de distribuição violou os limites de tensão, conforme Figura 62, então as baterias fornecem energia para o sistema elétrico. Ao iniciar a produção de geração de energia solar, as baterias começam a carregar novamente até atingir 70% às 12 horas. Durante o período das 12 às 16 horas, o estado de carga permanece

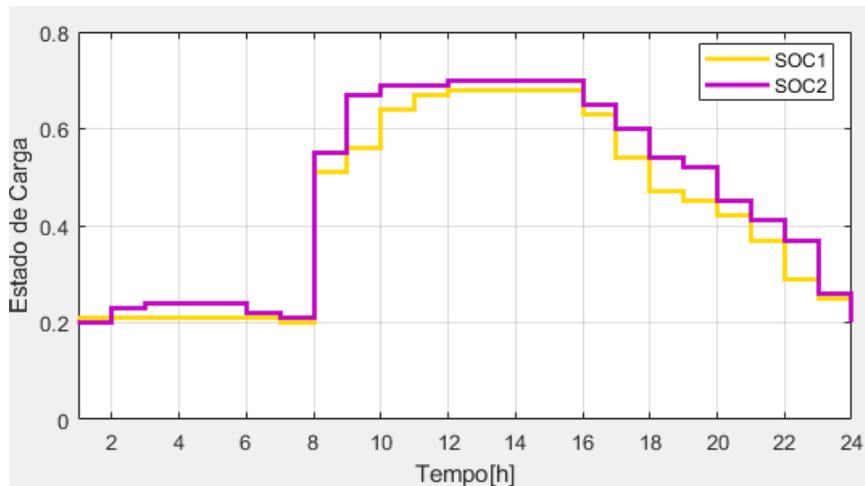
Tabela 17 – Alocações obtidas com as meta-heurísticas VNS, Busca Tabu e GRASP para o sistema de 136 barras.

Resultados					
	FO	Barra Alocada	SAEB	Gerador FV	Iterações
Sem SAEB e Gerador FV	76,89	—	—	—	—
VNS	8,65	21	Tipo 3	FV 4	10
		35	Tipo 4		
		45	Tipo 4		
		52	Tipo 3		
		58	Tipo 2		
		72	Tipo 4		
		89	Tipo 3		
Busca Tabu	5,69	95	Tipo 2	FV 4	5
		110	Tipo 3		
		124	Tipo 4		
		7	Tipo 3		
		16	Tipo 4		
		18	Tipo 3		
		26	Tipo 4		
Grasp	11,52	38	Tipo 4	FV 4	8
		54	Tipo 3		
		61	Tipo 3		
		95	Tipo 3		
		105	Tipo 4		
		129	Tipo 3		
		12	Tipo 3		
19	Tipo 4				
42	Tipo 4				
63	Tipo 4				
85	Tipo 4				
92	Tipo 4				
99	Tipo 4				
105	Tipo 3				
117	Tipo 3				
132	Tipo 3				

constante e após as 16 horas inicia o processo de descarga das baterias até alcançar 20% de carga. Então em seguida, o ciclo é reiniciado.

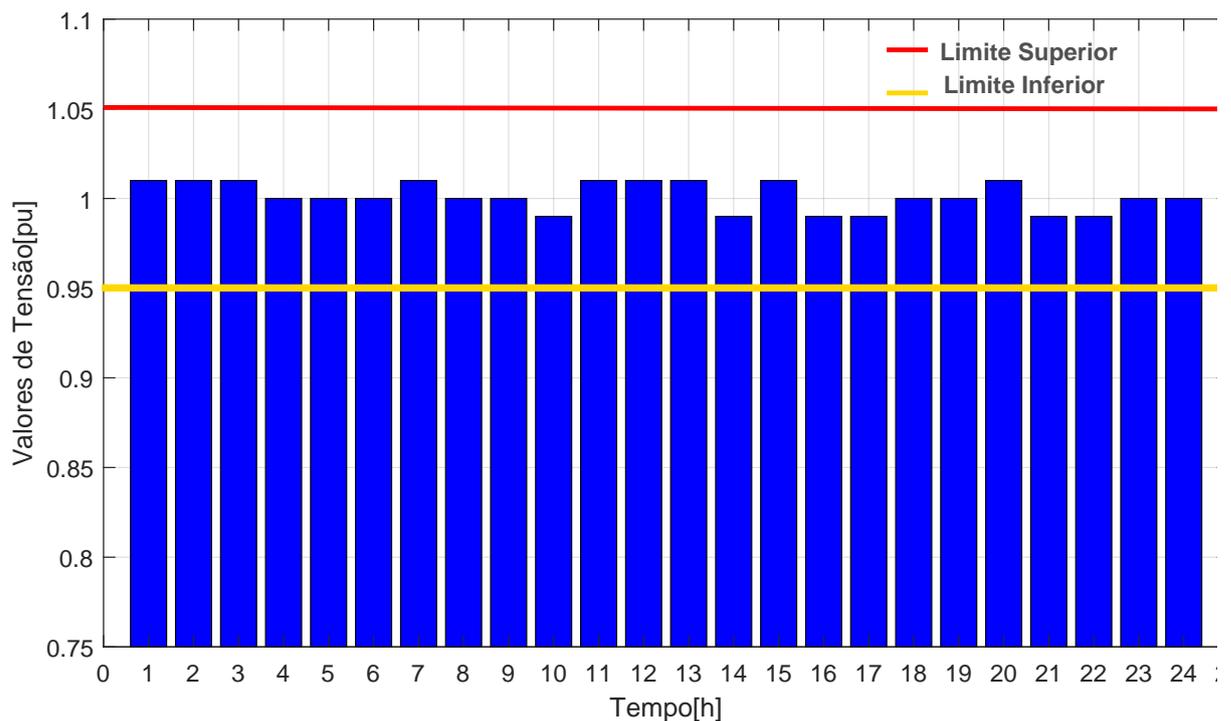
A Figura 65 demonstra como o perfil de tensão do sistema de 136 barras apresentou uma melhora significativa, após a injeção de potência pelos bancos de baterias e pelo gerador fotovoltaico. Nota-se nitidamente que as violações foram minimizadas e o sistema poderá operar dentro dos limites de tensão previamente definidos entre 0.95 e 1.05 p.u.

Figura 64 – Estado de carga do SAEB para o sistema de 136 barras.



Fonte: Da Autora, (2023)

Figura 65 – Perfil de tensão para o Sistema de 136 Barras com Gerador fotovoltaico e SAEBs.



Fonte: Da Autora,(2023)

A Tabela 18, a seguir, apresenta os resultados das simulações dos casos 0, 2, 4 e 6, sem alocação de SAEBs e gerador fotovoltaico. São apresentados também os resultados obtidos pela meta-heurística busca tabu dos casos 1, 3, 5 e 7, com destaque aos principais parâmetros calculados, como a função objetivo para cada caso, as violações de tensão, o somatório do coeficiente de variação de tensão e o erro em relação à faixa permitida.

Percebe-se que a alocação dos SAEBs e dos geradores fotovoltaicos foram extre-

mamente benéficos para os sistemas de distribuição de 12 barras, 33 barras, 69 barras e 136 barras.

Além disso, é possível notar que o controle de tensão foi efetivo para todos os casos, apresentando baixas violações de tensão, poucas variações e erro quase desprezível.

Tabela 18 – Melhores resultados obtidos para os casos simulados.

	Função Objetivo	Violações de Tensão nas barras	Erro[%]	Somatório do Coeficiente de Variação de Tensão
Caso 0	24,61	68	35	6,57
Caso 1	0,0248	0	4	0,0119
Caso 2	59,26	48	18,64	10,43
Caso 3	0,4258	0	2,79	0,1956
Caso 4	152,88	144	39,24	22,06
Caso 5	0,8253	0	1,39	0,049
Caso 6	76,89	165	39,43	43,48
Caso 7	5,69	0	3,56	0,058

6 Conclusões

A alocação de sistemas de armazenamento de energia por baterias em conjunto com geradores fotovoltaicos gera diversos benefícios para os sistemas de distribuição, pois as baterias promovem o atendimento da carga em momentos de interrupções de fornecimento pelas concessionárias, contribuem para a regulação de tensão e podem ser utilizadas para suprir a demanda em horários de pico. Diante disso, ao realizar o dimensionamento dos SAEBs deve-se analisar quais algoritmos se aplicam para que as simulações sejam condizentes com o esperado, com intuito de garantir a confiabilidade dos resultados obtidos e também para produzir uma solução que seja viável de ser implementada, com base nos parâmetros do sistema de distribuição.

O modelo matemático de bateria que foi desenvolvido com base na relação de Shepherd, afim de calcular a tensão nos terminais da bateria em função de sua capacidade, a carga extraída durante o ciclo e a corrente de saída, apresentou-se satisfatório e foi possível modelar a bateria de forma a representar corretamente a contribuição no fluxo de potência. A equação de Peukert permitiu a representação da capacidade de uma célula de bateria em função da corrente de descarga. Na simulação do fluxo de potência resolvido pelo método da varredura, comprovou-se que a definição do modelo da bateria que se comporta como uma carga com potência ativa negativa durante a descarga e, como uma carga com potência ativa positiva durante o processo de carregamento, demonstrou resultados satisfatórios.

Nesse trabalho, foram implementadas as meta-heurísticas VNS, Busca Tabu e GRASP, para realizar a alocação ótima dos sistemas de armazenamento de energia por baterias em conjunto com os geradores fotovoltaicos, que tinham como prioridade atender às restrições exigidas pela rede. Todas as três apresentaram um desempenho satisfatório e os resultados obtidos minimizaram os impactos gerados pela penetração de geração fotovoltaica. Além disso, foi possível garantir o atendimento das cargas do sistema de distribuição em horários de pico, reduzindo consideravelmente as variações e violações de tensão. Contudo, a busca tabu demonstrou melhor desempenho para os 4 sistemas avaliados e com poucas iterações, em comparação com as demais.

O processo de escolha da solução inicial dos algoritmos também é um fator que deve ser tratado com cuidado, pois a escolha de vizinhanças ou soluções iniciais que não são favoráveis para convergência do método pode levar a inconsistência nos resultados, como os chamados ótimos locais e podem atingir um número de iterações elevado, o que inviabiliza a aplicação da meta-heurística.

O desenvolvimento da metodologia, descrita nesse trabalho, demonstrou através dos testes que o projeto de alocação de SAEBs em conjunto com geradores fotovoltaicos nos sistemas de distribuição, contribui para o alcance de níveis de tensão dentro dos limites

permitidos, com menores violações de tensão e menor variação.

Esses resultados comprovaram que o investimento é extremamente atraente para as concessionárias, pois o controle de tensão oferecido pela injeção de potência dos SAEBs, será um reforço sistêmico para evitar cortes de cargas em horários de picos, interferências na rede devido ao fluxo reverso que pode ser injetado pelos geradores fotovoltaicos e também é um meio de aumentar a confiabilidade do fornecimento, sem incidências de penalidades por descumprimento das normas e regulações que regem o planejamento, expansão e operação do sistema elétrico.

6.1 Trabalhos Futuros

Para os trabalhos futuros sugere-se a simulação dos casos sem limitar o espaço de busca dos algoritmos VNS, Busca Tabu e GRASP, de forma a elevar a quantidade das possíveis soluções do problema e verificar como se comportam os sistemas de distribuição de 12 barras, 33 barras, 69 barras e 136 barras. Além disso, pode-se utilizar variações na alocação do gerador fotovoltaico nos sistemas de distribuição para que a abrangência do espaço de busca seja maior e também permitir que sejam consideradas variações nos tipos de geradores FV que será alocado em cada sistema. Ademais, pode-se utilizar uma modelagem diferente para os processos de carga e descarga das baterias.

Referências

- ALAM, J. et al. Energy storage control capability expansion: Achieving better techno-economic benefits at portland general electric's salem smart power center. *IEEE Power and Energy Magazine*, v. 18, n. 2, p. 69–80, 2020. 37
- ALAM, M.; MUTTAQI, K.; SUTANTO, D. A comprehensive assessment tool for solar pv impacts on low voltage three phase distribution networks. In: IEEE. *2nd International Conference on the Developments in Renewable Energy Technology (ICDRET 2012)*. [S.l.], 2012. p. 1–5. 24
- ANEEL. *Regras e Procedimentos de Distribuição (Prodist)-Módulo 8: Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica do Anexo VIII da Resolução Normativa N° 956*. 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>. 57, 58, 76
- AUGUGLIARO, A. et al. A backward sweep method for power flow solution in distribution networks. *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, v. 32, n. 4, p. 271–280, 2010. ISSN 0142-0615. 53
- BABACAN, O.; TORRE, W.; KLEISSL, J. Optimal allocation of battery energy storage systems in distribution networks considering high pv penetration. In: *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–5. 28
- BALRAM, P.; TUAN, L. A.; CARLSON, O. Comparative study of mpc based coordinated voltage control in lv distribution systems with photovoltaics and battery storage. *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, v. 95, p. 227–238, 2018. ISSN 0142-0615. 28
- BARAN, M.; WU, F. Optimal capacitor placement on radial distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 4, n. 1, p. 725–734, 1989. 88
- BARAN, M. E.; WU, F. F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. *IEEE Transactions on Power delivery*, IEEE, v. 4, n. 2, p. 1401–1407, 1989. 82
- BEATRIZ, P. et al. *Energia Solar*. [S.l.: s.n.], 2011. 32
- BEHESHTI, Z.; SHAMSUDDIN, S. M. H. A review of population-based meta-heuristic algorithms. *Int. J. Adv. Soft Comput. Appl*, Citeseer, v. 5, n. 1, p. 1–35, 2013. 64
- BINATO, S.; OLIVEIRA, G. de; ARAUJO, J. de. A greedy randomized adaptive search procedure for transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 16, n. 2, p. 247–253, 2001. 68
- BRITO, M. A. G. de et al. Evaluation of the main mppt techniques for photovoltaic applications. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 60, n. 3, p. 1156–1167, 2013. 30

- CAMPOS, G. P. *Aplicação de baterias para suporte de tensão em sistemas de distribuição com presença de geração fotovoltaica*. 110f p. Dissertação (Mestrado Ciências) — Universidade de São Paulo, São Carlos, SP, 2019. 36
- CARRENO, E. M.; ROMERO, R.; PADILHA-FELTRIN, A. An efficient codification to solve distribution network reconfiguration for loss reduction problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 23, n. 4, p. 1542–1551, 2008. 93, 94
- CARVALHO, M. R. *Estudo de técnicas eficientes para a resolução do problema de fluxo de potência para sistemas de distribuição radial*. 2006. 104f p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade de São Paulo, São Carlos, SP, 2006. 45, 55
- CVIJOVI, D.; KLINOWSKI, J. Taboo search: an approach to the multiple minima problem. *Science*, v. 267, n. 5198, p. 644–666, 1995. 70
- DIOUF, B.; PODE, R. Potential of lithium-ion batteries in renewable energy. *Renewable Energy*, v. 76, p. 375–380, 2015. ISSN 0960-1481. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148114007885>>. 37, 43
- DIVYA, K.; ØSTERGAARD, J. Battery energy storage technology for power systems—an overview. *Electric Power Systems Research*, v. 79, n. 4, p. 511–520, 2009. ISSN 0378-7796. 28
- DOE. *Global Energy Storage Database*. 2023. Disponível em: <https://sandia.gov/essssl/gesdb/public/projects.html>. 23
- DOERFFEL, D.; SHARKH, S. A. A critical review of using the peukert equation for determining the remaining capacity of lead-acid and lithium-ion batteries. *Journal of power sources*, Elsevier, v. 155, n. 2, p. 395–400, 2006. 25, 41
- DUGAN, R. C. Reference guide: The open distribution system simulator (openss). *Electric Power Research Institute, Inc*, v. 7, p. 29, 2012. 53
- DUGAN, R. C.; TAYLOR, J. A.; MONTENEGRO, D. Energy storage modeling for distribution planning. In: *2016 IEEE Rural Electric Power Conference (REPC)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 12–20. 57
- EVERITT, B. S.; SKRONDAL, A. *The cambridge dictionary of statistics*. 2010. 59
- FARANDA, R.; LEVA, S.; MAUGERI, V. Mppt techniques for pv systems: Energetic and cost comparison. In: *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*. [S.l.: s.n.], 2008. p. 1–6. 30
- FEO, T. A.; RESENDE, M. G. A probabilistic heuristic for a computationally difficult set covering problem. *Operations Research Letters*, v. 8, n. 2, p. 67–71, 1989. ISSN 0167-6377. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0167637789900023>>. 68, 69
- GLOVER, F. Future paths for integer programming and links to artificial intelligence. *Computers & operations research*, Elsevier, v. 13, n. 5, p. 533–549, 1986. 70
- GONZALEZ-CASTELLANOS, A. J.; POZO, D.; BISCHI, A. Non-ideal linear operation model for li-ion batteries. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 35, n. 1, p. 672–682, 2020. 43

- HANSEN, P.; MLADENOVIĆ, N. Variable neighborhood search: Principles and applications. *European Journal of Operational Research*, v. 130, n. 3, p. 449–467, 2001. ISSN 0377-2217. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0377221700001004>>. 66
- HE, Y. et al. A new model for state-of-charge (soc) estimation for high-power li-ion batteries. *Applied Energy*, Elsevier, v. 101, p. 808–814, 2013. 43
- HERNANDEZ, R. et al. Environmental impacts of utility-scale solar energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 29, p. 766–779, 2014. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113005819>>. 71
- IEA. *Grid-Scale Storage*. 2023. Disponível em: <https://www.iea.org/energy-system/electricity/grid-scale-storage>. 23, 25, 26
- IEA. *Solar PV*. 2023. Disponível em: <https://www.iea.org/energy-system/renewables/solar-pv>. 27
- KERSTING, W. H. Distribution system modeling and analysis. In: *Electric Power Generation, Transmission, and Distribution: The Electric Power Engineering Handbook*. [S.l.]: CRC press, 2018. p. 26–1. 45, 46
- KHUNTIA, S. R.; RUEDA, J. L.; MEIJDEN, M. A. van der. Forecasting the load of electrical power systems in mid- and long-term horizons: a review. *IET Generation, Transmission & Distribution*, v. 10, n. 16, p. 3971–3977, 2016. 57
- KOTTICK, D.; BLAU, M.; EDELSTEIN, D. Battery energy storage for frequency regulation in an island power system. *IEEE transactions on energy conversion*, IEEE, v. 8, n. 3, p. 455–459, 1993. 28
- LAWDER, M. T. et al. Battery energy storage system (bess) and battery management system (bms) for grid-scale applications. *Proceedings of the IEEE*, v. 102, n. 6, p. 1014–1030, 2014. 36
- LODI, A.; MARTELLO, S.; VIGO, D. Neighborhood search algorithm for the guillotine non-oriented two-dimensional bin packing problem. *Meta-heuristics: advances and trends in local search paradigms for optimization*, Springer, p. 125–139, 1999. 64
- MISHRA, S.; DAS, D.; PAUL, S. A simple algorithm for distribution system load flow with distributed generation. In: *International Conference on Recent Advances and Innovations in Engineering (ICRAIE-2014)*. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–5. 47, 76
- MLADENOVIĆ, N.; HANSEN, P. Variable neighborhood search. *Computers & operations research*, Elsevier, v. 24, n. 11, p. 1097–1100, 1997. 66, 67
- MOGHADDAS-TAFRESHI, S.; MASHHOUR, E. Distributed generation modeling for power flow studies and a three-phase unbalanced power flow solution for radial distribution systems considering distributed generation. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 79, n. 4, p. 680–686, 2009. 47
- NARAYAN, N. et al. Estimating battery lifetimes in solar home system design using a practical modelling methodology. *Applied energy*, Elsevier, v. 228, p. 1629–1639, 2018. 39, 44

- NEOSOLAR. *Bateria Solar de Lítio 860Wh - Unipower UPLFP48-20 4000 ciclos*. 2023. Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/loja/bateria-solar-litio-lfp-860wh-unipower-upflp48-4000-ciclos-48v.html>. 44, 50, 52
- NETO, M.; PEREIRA, W. Restauração automática de redes de distribuição de energia elétrica de grande porte com geração distribuída. Universidade Estadual Paulista (Unesp), 2011. 68
- NOLASCO, R. C. *Modelagem Técnica e Econômica de Sistemas Híbridos Compostos por Geração Distribuída Fotovoltaica e Baterias Eletroquímicas*. 2020. 153f p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Minas Geras, Belo Horizonte, MG, 2020. 37, 48
- NOLASCO, R. C.; MENDES, V. F. Modeling of electrochemical batteries behavior and lifetime degradation for pv applications. In: IEEE. *2019 IEEE 15th Brazilian Power Electronics Conference and 5th IEEE Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC)*. [S.l.], 2019. p. 1–6. 49
- OLIVEIRA, T. T. d. *Método para Alocação e Operação Ótima de Baterias em Sistemas de Distribuição com Restrições de Tensão e Redução de Perdas*. 123f p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, MG, 2018. 22
- ONS. *Curva de Carga Horária*. 2023. Disponível em: https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx. 72, 74
- PICCIANO, N. *Battery Aging and Characterization of Nickel Metal Hydride and Lead Acid Batteries*. Tese (Doutorado) — The Ohio State University, 2007. 41
- PINHO, J.; GALDINO, M. *Manual De Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos, CEPTEL-CRESESB, 2014*. 2016. 31, 33, 34, 37, 39, 40, 43
- RAO, S. S. *Engineering Optimization*. [S.l.]: John Wiley & Sons, Inc., 2009. 59
- SHEPHERD, C. M. Design of primary and secondary cells: Ii. an equation describing battery discharge. *Journal of the Electrochemical Society*, IOP Publishing, v. 112, n. 7, p. 657, 1965. 25, 40, 48
- STROE, D.-I. et al. Operation of a grid-connected lithium-ion battery energy storage system for primary frequency regulation: A battery lifetime perspective. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 53, n. 1, p. 430–438, 2017. 29
- SUÁREZ-GARCÍA, A. et al. Optimal parametrization of electrodynamical battery model using model selection criteria. *Journal of Power Sources*, Elsevier, v. 285, p. 119–130, 2015. 42
- SWIERCZYNSKI, M. et al. Field tests experience from 1.6mw/400kwh li-ion battery energy storage system providing primary frequency regulation service. In: *IEEE PES ISGT Europe 2013*. [S.l.: s.n.], 2013. p. 1–5. 29
- WU, X.; CONEJO, A. J.; MATHEW, S. Optimal siting of batteries in distribution systems to enhance reliability. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 36, n. 5, p. 3118–3127, 2021. 23, 28, 68

- WU, X. et al. Energy storage: Improving system reliability, deferring network upgrading, taking advantage of markets, and beyond. *IEEE Electrification Magazine*, v. 9, n. 3, p. 104–111, 2021. 25, 27
- YENIAY, Ö. Penalty function methods for constrained optimization with genetic algorithms. *Mathematical and computational Applications*, Association for Scientific Research, v. 10, n. 1, p. 45–56, 2005. 61
- ZHAO, J. et al. Optimal charging/discharging scheme of battery storage systems in active distribution network. In: *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–5. 29
- ZILLES, R. e. a. *Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica*. 1°. ed. São Paulo: Oficina de textos, 2012. 22, 32, 35
- ZOBAA, A. F. *Energy Storage: Technologies and Applications*. [S.l.]: BoD–Books on Demand, 2013. 38, 39

ANEXO A – Datasheet Módulo CS6W-530



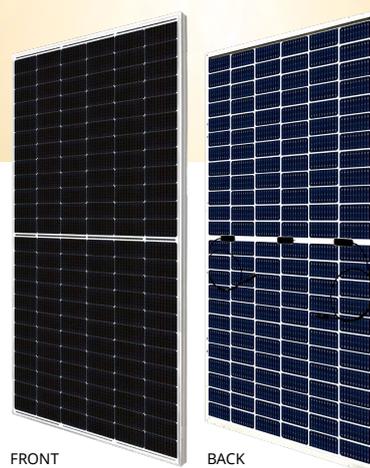
BiHiKu6 520 W ~ 550 W BIFACIAL MONO PERC CS6W-520 | 525 | 530 | 535 | 540 | 545 | 550MB-AG

MORE POWER

- Module power up to 550 W
Module efficiency up to 21.4 %
- Up to 12.3 % lower LCOE
Up to 5.2 % lower system cost
- Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation
- Compatible with mainstream trackers, cost effective product for utility power plant
- Better shading tolerance

MORE RELIABLE

- Minimizes micro-crack impacts
- Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa*



- Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship***
 - Linear Power Performance Warranty***
- 1st year power degradation no more than 2%
Subsequent annual power degradation no more than 0.45%**

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO / MCS / UKCA
CEC listed (US California)
UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68
Take-e-way



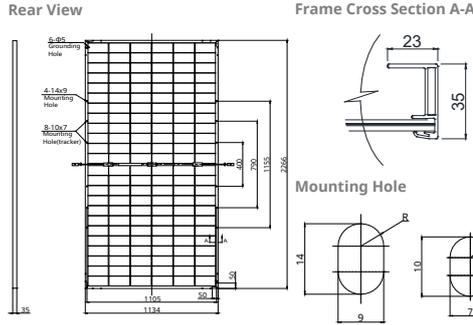
* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 20 years, it has successfully delivered over 70 GW of premium-quality solar modules across the world.

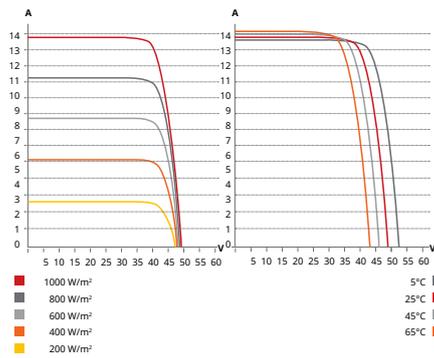
* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

CSI Solar Co., Ltd.
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6W-530MB-AG / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency
CS6W-520MB-AG	520 W	40.5 V	12.84 A	48.4 V	13.70 A	20.2%
Bifacial Gain**	5%	546 W	40.5 V	13.48 A	48.4 V	21.2%
	10%	572 W	40.5 V	14.12 A	48.4 V	22.3%
	20%	624 W	40.5 V	15.41 A	48.4 V	24.3%
CS6W-525MB-AG	525 W	40.7 V	12.90 A	48.6 V	13.75 A	20.4%
Bifacial Gain**	5%	551 W	40.7 V	13.55 A	48.6 V	21.4%
	10%	578 W	40.7 V	14.21 A	48.6 V	22.5%
	20%	630 W	40.7 V	15.48 A	48.6 V	24.5%
CS6W-530MB-AG	530 W	40.9 V	12.96 A	48.8 V	13.80 A	20.6%
Bifacial Gain**	5%	557 W	40.9 V	13.62 A	48.8 V	21.7%
	10%	583 W	40.9 V	14.26 A	48.8 V	22.7%
	20%	636 W	40.9 V	15.55 A	48.8 V	24.8%
CS6W-535MB-AG	535 W	41.1 V	13.02 A	49.0 V	13.85 A	20.8%
Bifacial Gain**	5%	562 W	41.1 V	13.68 A	49.0 V	21.9%
	10%	589 W	41.1 V	14.34 A	49.0 V	22.9%
	20%	642 W	41.1 V	15.62 A	49.0 V	25.0%
CS6W-540MB-AG	540 W	41.3 V	13.08 A	49.2 V	13.90 A	21.0%
Bifacial Gain**	5%	567 W	41.3 V	13.73 A	49.2 V	22.1%
	10%	594 W	41.3 V	14.39 A	49.2 V	23.1%
	20%	648 W	41.3 V	15.70 A	49.2 V	25.2%
CS6W-545MB-AG	545 W	41.5 V	13.14 A	49.4 V	13.95 A	21.2%
Bifacial Gain**	5%	572 W	41.5 V	13.80 A	49.4 V	22.3%
	10%	600 W	41.5 V	14.46 A	49.4 V	23.3%
	20%	654 W	41.5 V	15.77 A	49.4 V	25.5%
CS6W-550MB-AG	550 W	41.7 V	13.20 A	49.6 V	14.00 A	21.4%
Bifacial Gain**	5%	578 W	41.7 V	13.87 A	49.6 V	22.5%
	10%	605 W	41.7 V	14.52 A	49.6 V	23.5%
	20%	660 W	41.7 V	15.84 A	49.6 V	25.7%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	30 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ + 10 W
Power Bifaciality*	70 %

* Power Bifaciality = Pmax_{rear} / Pmax_{total} and Pmax_{total} are tested under STC, Bifaciality Tolerance: ± 5 %

* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CSI Solar Co., Ltd.
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

June 2022. All rights reserved, PV Module Product Datasheet V2.4_EN

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS6W-520MB-AG	390 W	38.0 V	10.27 A	45.7 V	11.05 A
CS6W-525MB-AG	394 W	38.2 V	10.32 A	45.9 V	11.09 A
CS6W-530MB-AG	397 W	38.3 V	10.38 A	46.1 V	11.13 A
CS6W-535MB-AG	401 W	38.5 V	10.42 A	46.3 V	11.17 A
CS6W-540MB-AG	405 W	38.7 V	10.47 A	46.5 V	11.21 A
CS6W-545MB-AG	409 W	38.9 V	10.52 A	46.7 V	11.25 A
CS6W-550MB-AG	412 W	39.1 V	10.55 A	46.9 V	11.29 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 x (12 x 6)]
Dimensions	2266 × 1134 × 35 mm (89.2 × 44.6 × 1.38 in)
Weight	32.2 kg (71.0 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	410 mm (16.1 in) (+) / 290 mm (11.4 in) (-) or customized length*
Connector	T6 or T4 series or MC4-EVO2
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	600 pieces or 540 pieces (only for US)

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION



ANEXO B – Datasheet UPLFP48-20 Bateria de Lítio 48V 20Ah

UNIPOWER
Uma marca UNICOBA

Líder em
Soluções de
Eficiência Energética

BATERIAS ESTACIONÁRIAS

48V 20Ah

LÍTIO · LFP



UPLFP48-20

Bateria de Lítio 48V 20Ah

Bateria Unipower UPLFP48-20 possui tensão nominal de 48v e capacidade nominal de 20Ah em C5. Utiliza tecnologia de Lítio Ferro Fosfato (LiFeP04 ou LFP), ideal para aplicações em telecomunicações, energia renováveis como solar e eólica em sistemas on grid e off grid, automação e controle, entre outras.



5
ANOS
DE GARANTIA

A tecnologia de Lítio Ferro Fosfato Unipower oferece excelente performance, possibilitando cargas e descargas de alta intensidade e com altas profundidades de descarga mantendo ainda uma **maior vida útil de até 12 anos** possibilitada também pela sua alta capacidade de ciclos.

A **UPLFP48-20** possui alta densidade de energia que permite maior autonomia no mesmo espaço e com peso reduzido. Totalmente livre de manutenção, possui sistema inteligente que monitora e gerencia a bateria (BMS - Battery Management System) garantindo total segurança e maior performance. Este modelo possui também preparo para receber monitoramento remoto de seu funcionamento.



Comprometida com o meio ambiente, as baterias fazem parte do processo de logística reversa e devem retornar à rede de assistência técnica para serem recicladas, reduzindo assim o impacto ambiental.

Comparando a tecnologia tradicional com a nova Lítio Unipower, por sua alta durabilidade e tempo de vida, a bateria **UPLFP48-20 tem custo por ciclo até 5 vezes menor** e seu custo de reposição anual é 2 vezes menor, gerando maior economia ao longo do tempo de uso.

A Unipower é líder consolidada no Brasil, e é a única que possui mais de 40 anos de experiência no mercado brasileiro, provendo as melhores baterias para diversas aplicações.

UNICOBA

A UNICOBA® reserva o direito de realizar correções e/ou alterações sem prévio aviso. Verifique condições com os nossos consultores. Imagens meramente ilustrativas.

unipower.com.br



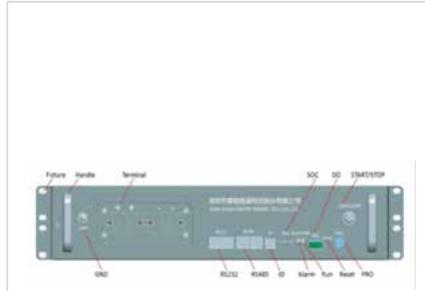


Líder em
Soluções de
Eficiência Energética

BATERIAS ESTACIONÁRIAS

48V 20Ah

LÍTIU - LFP



5
ANOS
DE GARANTIA

UPLFP48-20

Bateria de Lítio 48V 20Ah

LiFePO4 x Tecnologia Tradicional

Tensão de Operação
(V/cel)

60% superior

Densidade Energética
(Wh/kg)

273% superior

Densidade de Potência
(W/kg)

647% superior

Ciclos de Vida
@ 80% DoD

30 vezes maior

Vida em Flutuação
(anos)

2 vezes mais longa

Performance
(%)

73% superior

Tempo de Recarga
(h)

9 vezes mais rápido

Resistência a Temperatura
(°C)

**Mais resistente
entre -20 a +60**

Tempo Médio
de Instalação (h)

7 vezes mais rápido

Vida Útil
(anos)

3 vezes mais longa

ESPECIFICAÇÕES

Modelo: UPLFP48-20

Tensão: 48 V

Capacidade C5: 20Ah

Energia C5: 860 Wh

Comprimento: 442 mm

Largura: 285 mm

Altura: 88 mm

Tipo Terminal: DSTB8-2-M6

Peso: 13,6 kg

Tensão de Operação: 42 V ~ 54 V

Tensão de Carga: 53,4 V ~ 54,0 V

Corrente máx. de recarga: 10,0 A

Corrente máx. de descarga contínua: 20,0 A

Corrente máx. de descarga: 23 A (por 30 segundos)

Tensão de corte: 42 V

Vida útil cíclica 90% DoD: ≥ 4000 ciclos

Eficiência de recarga: 98%

Temperatura de operação: descarga -30°C ~ 60°C

Recarga: -20°C ~ 60°C

Temperatura de armazenamento: -5°C ~ 55°C

Tempo de armazenamento: 12 meses a 20°C

Padrão de segurança: UL1642 nível célula

Garantia: 5 anos



A UNICOBA® reserva o direito de realizar correções e/ou alterações sem prévio aviso. Verifique condições com os nossos consultores. Imagens meramente ilustrativas.

unipower.com.br



ANEXO C – Dados do sistema de distribuição de 12 barras

Tabela 19 – Dados das barras para o sistema de 12 barras

Barras	Potência Ativa(kW)	Potência Reativa (kVAr)
1	0	0
2	60	60
3	40	30
4	55	55
5	30	30
6	20	15
7	55	55
8	45	45
9	40	40
10	35	30
11	40	30
12	15	15

Tabela 20 – Dados das linhas para o sistema de 12 barras.

Barra Emissora	Barra Receptora	Resistência(Ω)	Reatância (Ω)
1	2	1,089	0,4598
2	3	1,1858	0,4961
3	4	2,0933	0,8712
4	5	3,1823	1,331
5	6	1,089	0,4598
6	7	1,0043	0,4114
7	8	5,6386	1,5972
8	9	2,0933	0,8712
9	10	2,8919	0,8228
10	11	1,5125	0,4235
11	12	1,2342	0,3509

ANEXO D – Dados do sistema de distribuição de 33 barras

Tabela 21 – Dados das barras para o sistema de 33 barras.

Barras	Potência Ativa(kW)	Potência Reativa (kVAr)
1	0	0
2	100	60
3	90	40
4	120	80
5	60	30
6	60	20
7	200	100
8	200	100
9	60	20
10	60	20
11	45	30
12	60	35
13	60	35
14	120	80
15	60	10
16	60	20
17	60	20
18	90	40
19	90	40
20	90	40
21	90	40
22	90	40
23	90	50
24	420	200
25	420	200
26	60	25
27	60	25
28	60	20
29	120	70
30	200	600
31	150	70
32	210	100
33	60	40

Tabela 22 – Dados das linhas para o sistema de 33 barras.

Barra Emissora	Barra Receptora	Resistência(Ω)	Reatância (Ω)
1	2	0,0922	0,047
2	3	0,493	0,2511
3	4	0,366	0,1864
4	5	0,3811	0,1941
5	6	0,819	0,707
6	7	0,1872	0,6188
7	8	0,7114	0,2351
8	9	1,03	0,74
9	10	1,044	0,74
10	11	0,1966	0,065
11	12	0,3744	0,1238
12	13	1,468	1,155
13	14	0,5416	0,7129
14	15	0,591	0,526
15	16	0,7463	0,545
16	17	1,289	1,721
17	18	0,732	0,574
2	19	0,164	0,1565
19	20	1,5042	1,3554
20	21	0,4095	0,4784
21	22	0,7089	0,9373
3	23	0,4512	0,3083
23	24	0,898	0,7091
24	25	0,896	0,7011
6	26	0,203	0,1034
26	27	0,2842	0,1447
27	28	1,059	0,9337
28	29	0,8042	0,7006
29	30	0,5075	0,2585
30	31	0,9744	0,963
31	32	0,3105	0,3619
32	33	0,341	0,5302

ANEXO E – Dados do sistema de distribuição de 69 barras

Tabela 23 – Dados das barras para o sistema de 69 barras

Barras	Potência Ativa(kW)	Potência Reativa (kVAr)
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	2,6	2,2
7	40,4	30
8	75	54
9	30	22
10	28	19
11	145	104
12	145	104
13	8	5
14	8	5,5
15	0	0
16	45,5	30
17	60	35
18	60	35
19	0	0
20	1	0,6
21	114	81
22	5	3,5
23	0	0
24	28	20
25	0	0
26	14	10
27	14	10
28	26	18,6
29	26	18,6
30	0	0
31	0	0
32	0	0
33	14	10
34	9,5	14

Tabela 24 – Continuação dos Dados das barras para o sistema de 69 barras

Barras	Potência Ativa(kW)	Potência Reativa (kVAr)
35	6	4
36	26	18,55
37	26	18,55
38	0	0
39	24	17
40	24	17
41	1,2	1
42	0	0
43	6	4,3
44	0	0
45	39,22	26,3
46	39,22	26,3
47	0	0
48	79	56,4
49	384,7	274,5
50	384,7	274,5
51	40,5	28,3
52	3,6	2,7
53	4,35	3,5
54	26,4	19
55	24	17,2
56	0	0
57	0	0
58	0	0
59	100	72
60	0	0
61	1244	888
62	32	23
63	0	0
64	227	162
65	59	42
66	18	13
67	18	13
68	28	20
69	28	20

Tabela 25 – Dados das linhas para o sistema de 69 barras

Barra Emissora	Barra Receptora	Resistência(Ω)	Reatância (Ω)
1	2	0,0005	0,0012
2	3	0,0005	0,0012
3	4	0,0015	0,0036
4	5	0,0251	0,0294
5	6	0,366	0,1864
6	7	0,3811	0,1941
7	8	0,0922	0,047
8	9	0,0493	0,0251
9	10	0,819	0,2707
10	11	0,1872	0,0619
11	12	0,7114	0,2351
12	13	1,03	0,34
13	14	1,044	0,345
14	15	1,058	0,3496
15	16	0,1966	0,065
16	17	0,3744	0,1238
17	18	0,0047	0,0016
18	19	0,3276	0,1083
19	20	0,2106	0,069
20	21	0,3416	0,1129
21	22	0,014	0,0046
22	23	0,1591	0,0526
23	24	0,3463	0,1145
24	25	0,7488	0,2475
25	26	0,3089	0,1021
26	27	0,1732	0,0572
3	28	0,0044	0,0108
28	29	0,064	0,1565
29	30	0,3978	0,1315
30	31	0,0702	0,0232
31	32	0,351	0,116
32	33	0,839	0,2816
33	34	1,708	0,5646
34	35	1,474	0,4873
3	36	0,0044	0,0108
36	37	0,064	0,1565
37	38	0,1053	0,123
38	39	0,0304	0,0355
39	40	0,0018	0,0021

Tabela 26 – Continuação dos Dados das linhas para o sistema de 69 barras.

Barra Emissora	Barra Receptora	Resistência(Ω)	Reatância (Ω)
40	41	0,7283	0,8509
41	42	0,31	0,3623
42	43	0,041	0,0478
43	44	0,0092	0,0116
44	45	0,1089	0,1373
45	46	0,0009	0,0012
4	47	0,0034	0,0084
47	48	0,0851	0,2083
48	49	0,2898	0,7091
49	50	0,0822	0,2011
8	51	0,0928	0,0473
51	52	0,3319	0,1114
9	53	0,174	0,0886
53	54	0,203	0,1034
54	55	0,2842	0,1447
55	56	0,2813	0,1433
56	57	1,59	0,5337
57	58	0,7837	0,263
58	59	0,3042	0,1006
59	60	0,3861	0,1172
60	61	0,5075	0,2585
61	62	0,0974	0,0496
62	63	0,145	0,0738
63	64	0,7105	0,3619
64	65	1,041	0,5302
11	66	0,2012	0,0611
66	67	0,0047	0,0014
12	68	0,7394	0,2444
68	69	0,0047	0,0016

ANEXO F – Dados do sistema de distribuição de 136 barras.

Tabela 27 – Dados das barras para o sistema de 136 barras.

Barras	Potência Ativa(kW)	Potência Reativa (QkVAr)
1	0	0
2	200	120
3	47,78	19,009
4	42,551	16,929
5	80	34,622
6	311,31	123,855
7	148,869	59,228
8	238,672	94,956
9	62,299	24,786
10	124,598	49,571
11	140,175	55,768
12	116,813	46,474
13	249,598	99,145
14	291,447	115,952
15	303,72	120,835
16	215,396	85,695
17	198,586	79,007
18	150	50
19	200	80
20	300	120
21	30,127	14,729
22	230,972	112,92
23	60,256	29,458
24	230,972	112,92
25	120,507	58,915
26	150,25	50,2
27	56,981	27,857
28	364,665	178,281
29	180	40
30	124,647	60,939
31	56,981	27,857
32	150	30
33	85,473	41,787
34	80	20
35	396,735	193,96
36	100	25
37	181,152	88,563

Tabela 28 – Continuação 1 dos Dados das barras para o sistema de 136 barras.

Barras	Potência Ativa(kW)	Potência Reativa (QkVAr)
38	242,172	118,395
39	75,316	36,821
40	120	60
41	1,254	0,531
42	6,274	2,66
43	23	8
44	117,88	49,971
45	62,668	26,566
46	172,285	73,074
47	458,556	194,388
48	262,962	111,473
49	235,761	99,942
50	130	65
51	109,215	46,298
52	150	75
53	72,809	30,865
54	258,473	109,57
55	69,169	29,322
56	21,843	9,26
57	80	20
58	20,527	8,702
59	150,548	63,819
60	220,687	93,552
61	92,384	39,163
62	250	120
63	226,693	96,098
64	150	90
65	294,016	116,974
66	83,015	33,028
67	83,015	33,028
68	103,77	41,285
69	176,408	70,184
70	83,015	33,028
71	217,917	86,698
72	23,294	9,267
73	5,075	2,019
74	72,638	28,899
75	405,99	161,523
76	500	120
77	100,182	42,468
78	142,523	60,417
79	96,042	127,366
80	300,454	59,873
81	141,238	118,631
82	279,847	37,013
83	87,312	103,371
84	243,849	105,025
85	247,75	20

Tabela 29 – Continuação 2 dos Dados das barras para o sistema de 136 barras.

Barras	Potência Ativa(kW)	Potência Reativa (kW)
86	50	38,101
87	89,878	482,108
88	1137,28	194,296
89	458,339	163,29
90	385,197	50
91	180	33,747
92	79,608	37,013
93	87,312	5
94	80	31,37
95	74,001	98,369
96	232,05	60,119
97	141,819	0
98	0	32,408
99	76,449	0
100	0	21,756
101	51,322	25,381
102	59,874	3,843
103	9,065	0,887
104	2,092	7,094
105	16,735	638,634
106	1,506,522	132,694
107	313,023	33,842
108	79,831	21,756
109	51,322	20
110	80	85,815
111	202,435	25,784
112	60,823	19,338
113	45,618	65
114	100	66,584
115	157,07	100
116	100	106,041
117	250,148	50
118	130	29,593
119	69,809	13,596
120	32,072	25,894
121	61,084	200
122	50	46,26
123	94,622	24,375
124	49,858	60,214
125	123,164	38,304
126	78,35	71,121
127	145,475	10,447
128	21,369	36,564
129	74,789	111,431

Tabela 30 – Continuação 3 dos Dados das barras para o sistema de 136 barras.

Barras	Potência Ativa(kW)	Potência Reativa (kW)
130	227,926	17,411
131	35,614	121,877
132	249,295	154,842
133	316,722	163,199
134	333,817	121,877
135	249,295	131,502
136	500	200

Tabela 31 – Dados das linhas para o sistema de 136 barras.

Barra Emissora	Barra Receptora	Resistência(Ω)	Reatância(Ω)
1	2	0,33205	0,76653
2	3	0,188	0,433
3	4	0,22324	0,51535
4	5	0,09943	0,22953
5	6	0,15571	0,35945
6	7	0,16321	0,37677
7	8	0,11444	0,26417
7	9	0,05675	0,05666
9	10	0,52124	0,27418
9	11	0,10877	0,1086
11	12	0,39803	0,20937
11	13	0,91744	0,31469
11	14	0,11823	0,11805
14	15	0,50228	0,26421
14	16	0,05675	0,05666
16	17	0,29379	0,15454
1	18	0,33205	0,76653
18	19	0,00188	0,76653
19	20	0,22324	0,00433
20	21	0,10881	0,51535
21	22	0,71078	0,25118
21	23	0,18197	0,37388
23	24	0,30326	0,42008
23	25	0,02493	0,15952
25	26	0,04502	0,0563
26	27	0,01876	0,10394
27	28	0,11823	0,04331
28	29	0,2365	0,11805
29	30	0,18954	0,02361
30	31	0,39803	0,0997
29	32	0,5675	0,20937
32	33	0,09477	0,05666
33	34	0,41699	0,04985
34	35	0,11372	0,21935

Tabela 32 – Continuação 1 dos Dados das linhas para o sistema de 136 barras.

Barra Emissora	Barra Receptora	Resistência(Ω)	Reatância(Ω)
32	36	0,07566	0,05982
36	37	0,3696	0,07555
37	38	0,26536	0,19442
36	39	0,05675	0,13958
1	40	0,33205	0,05666
40	41	0,11819	0,76653
41	42	296,288	0,27283
41	43	0,188	101,628
43	44	0,06941	0,00433
44	45	0,81502	0,16024
44	46	0,06378	0,42872
46	47	0,13132	0,30315
47	48	0,06191	0,14291
48	49	0,11444	0,26417
49	50	0,28374	0,28331
52	51	0,28374	0,28331
53	52	0,04502	0,10394
54	53	0,02626	0,06063
55	54	0,06003	0,13858
53	55	0,03002	0,06929
57	56	0,02064	0,04764
58	57	0,10881	0,25118
59	58	0,25588	0,1346
60	59	0,41699	0,21934
59	60	0,50228	0,26421
60	61	0,3317	0,17448
61	62	0,20849	0,10967
48	63	0,13882	0,32047
1	64	0,0075	0,01732
64	65	0,27014	0,62362
65	66	0,3827	0,88346
66	67	0,33018	0,7622
67	68	0,3283	0,75787
68	69	0,17072	0,39409
69	70	0,55914	0,29412
69	71	0,05816	0,13425
71	72	0,7013	0,3689
72	73	102,532	0,53839
71	74	0,06754	0,15591
74	75	132,352	0,45397

Tabela 33 – Continuação 2 dos Dados das linhas para o sistema de 136 barras.

Barra Emissora	Barra Receptora	Resistência	Reatância
1	76	0,01126	0,02598
76	77	0,72976	168,464
77	78	0,22512	0,51968
78	79	0,20824	0,48071
79	80	0,0469	0,10827
80	81	0,6195	0,61857
81	82	0,34049	0,33998
82	83	0,56862	0,29911
82	84	0,10877	0,1086
84	85	0,56862	0,29911
1	86	0,01126	0,02598
86	87	0,41835	0,96575
87	88	0,10499	0,13641
87	89	0,43898	101,338
89	90	0,0752	0,02579
90	91	0,07692	0,17756
91	92	0,33205	0,76653
92	93	0,08442	0,19488
93	94	0,1332	0,30748
94	95	0,2932	0,29276
95	96	0,21753	0,21721
96	97	0,26482	0,26443
94	98	0,10318	0,23819
98	99	0,13507	0,31181
1	100	0,00938	0,02165
100	101	0,16884	0,38976
101	102	0,11819	0,27283
102	103	228,608	0,78414
102	104	0,45587	105,669
104	105	0,696	160,669
105	106	0,45774	105,669
106	107	0,20298	0,26373
107	108	0,21348	0,27737
108	109	0,54967	0,28914
109	110	0,54019	0,28415
108	111	0,0455	0,05911
111	112	0,47385	0,24926
112	113	0,86241	0,45364
113	114	0,56862	0,29911
109	115	0,77711	0,40878
115	116	108,038	0,5683
110	117	109,933	0,57827
117	118	0,47385	0,24926
105	119	0,32267	0,74488
119	120	0,14633	0,33779
120	121	0,12382	0,28583
1	122	0,01126	0,02598
122	123	0,6491	149,842

Tabela 34 – Continuação 3 dos Dados das linhas para o sistema de 136 barras.

Barra Emissora	Barra Receptora	Resistência	Reatância
123	124	0,04502	0,10394
124	125	0,5264	0,18056
124	126	0,02064	0,04764
126	127	0,53071	0,27917
126	128	0,09755	0,2252
128	129	0,11819	0,27283
128	130	0,13882	0,32407
130	131	0,04315	0,09961
131	132	0,09192	0,2122
132	133	0,16134	0,37244
133	134	0,37832	0,37775
134	135	0,39724	0,39664
135	136	0,2932	0,29276