UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO–USP
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Felipe Markson dos Santos Monteiro

**Planejamento de alocação e atuação de
sistemas de armazenamento de energia
a baterias para a melhoria do perfil de
tensão em sistemas de distribuição de
energia elétrica**

Felipe Markson dos Santos Monteiro

**Planejamento de alocação e atuação de
sistemas de armazenamento de energia
a baterias para a melhoria do perfil de
tensão em sistemas de distribuição de
energia elétrica**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Eduardo N. Asada

São Carlos

2019

Trata-se da versão corrigida da dissertação. A versão original se encontra disponível na EESC/USP que aloja o Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica.

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da
EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

M772 p	Monteiro, Felipe Markson dos Santos Planejamento de alocação e atuação de sistemas de armazenamento de energia a baterias para a melhoria do perfil de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica / Felipe Markson dos Santos Monteiro; orientador Eduardo Nobuhiro Asada. São Carlos, 2019. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas Elétricos de Potência -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2019. 1. Sistemas de Armazenamento de Energia. 2. Baterias. 3. Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. 4. Otimização. 5. PSO. 6. Qualidade da Energia. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Engenheiro **FELIPE MARKSON DOS SANTOS MONTEIRO.**

Título da dissertação: "Planejamento de alocação e atuação de sistemas de armazenamento de energia a baterias para a melhoria do perfil de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica".

Data da defesa: 01/03/2019.

Comissão Julgadora:

Resultado:

Prof. Associado **Eduardo Nobuhiro Asada**
(Orientador)
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

APROVADO

Profa. Dra. **Fernanda Caseño Trindade Arioli**
(Universidade Estadual de Campinas/UNICAMP)

APROVADO

Prof. Dr. **Edgar Manuel Carreño Franco**
(Universidade Estadual do Oeste do Paraná/UNIOESTE)

APROVADO.

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:
Prof. Associado **Ivan Nunes da Silva**

Decano da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Titular **Humberto Breves Coda**

Este trabalho é dedicado à minha família e a todos os jovens cientistas que um dia sonharam em melhorar o mundo.

Agradecimentos

Primeiramente agradeço a Deus por zelar e mostrar o caminho que devo seguir para me tornar instrumento de sua obra.

A minha mãe, Elizete Santos, que sempre foi meu refúgio, minha inspiração profissional e fonte de infinito amor e carinho. A meu pai, José Monteiro, que sempre foi minha base, meu alicerce e minha proteção. A minha irmã, Luciana Monteiro, a pessoa que me fez entender o que é cuidar e zelar por alguém pela primeira vez. Agradeço também a todos os meus familiares que sempre me ajudaram e deram o suporte para que todas as minhas conquistas fossem possíveis.

Agradeço em especial a Nathalya Lima, que sempre esteve ao meu lado em todas as dificuldades que superei durante esta jornada. A Iago Faria e Mateus Quinalia que sempre me ajudaram, serei eternamente grato. A meus amigos da Universidade do Estado do Amazonas, que sempre contribuíram de forma notável em minha vida e que estão em suas jornadas pessoais atualmente.

Ao Professor Dr. Eduardo N. Asada, que me mostrou novos horizontes e hoje me orienta nesta carreira de pesquisador, sempre com grandes contribuições às ideias que tive no decorrer desta pesquisa.

Sou grato a todos os amigos e colegas que fiz no Laboratório de Análise de Sistemas de Energia Elétrica, que sempre tiveram paciência e generosidade comigo, contribuindo com ideias e novas formas de contornar os obstáculos. Sou grato também aos amigos e colegas que fiz no Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica e aos professores José Carlos de M. Vieira Júnior e Mario Oleskovicz. A todos os amigos e colegas de outros laboratórios e a todos os técnicos administrativos da Escola de Engenharia de São Carlos.

Por fim, ao Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica da Agência Nacional de Energia Elétrica (PD-2866-0454/2016) – Sistema de Armazenamento Transportável para Suporte a Contingências Programadas em SEs, desenvolvido em conjunto com CPqD e a COPEL S/A que tem financeiramente suportado este trabalho e outros que venho desenvolvendo.

*"Se, a longo prazo, somos criadores
do nosso destino, de imediato somos
escravos das ideias que criamos."
(F. A. Hayek, 1944)*

Resumo

Monteiro, Felipe M. dos S. **Planejamento de alocação e atuação de sistemas de armazenamento de energia a baterias para a melhoria do perfil de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica.** 126 p. Dissertação de mestrado – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2019.

Os Sistemas de Armazenamento a Baterias (SAEB) têm demonstrado uma grande flexibilidade de aplicações em melhorias e resoluções de problemas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEEs). Grandes variações no valor de tensão dentro de um período, seja diário ou semanal, são observados devido à predominante topologia radial dos SDEEs e o constante aumento da utilização de Geradores Distribuídos (GDs). Pelas características de operar como carga ou geração, os SAEBS podem ser utilizados para melhorar o perfil de tensão. No entanto, as restrições de operação desses dispositivos tornam dificultoso identificar bons momentos de atuação e barramentos de alocação para este propósito. Geralmente, essa atuação é tratada de uma forma dependente dos GDs, porém essa abordagem não permite que os SAEBS possam operar em momentos independentes a fim de melhorar o perfil de tensão do SDEE. Desta forma, neste trabalho é desenvolvida uma abordagem para o planejamento da alocação e atuação do SAEB, utilizando uma modificação no algoritmo Particle Swarm Optimization (PSO) de forma que o SAEB possa atuar independente dos GDs e ser alocado em outras barras, com o objetivo de melhorar o perfil de tensão. As soluções são analisadas através de simulações de Monte Carlo para investigar o comportamento em diversas situações de curva de carga. Os resultados demonstram que a abordagem proposta busca encontrar boas alocações e atuações e que os parâmetros técnicos dos SAEBS, como capacidade de energia armazenada e potência nominal do inversor, influenciam diretamente nos resultados.

Palavras-chave: Sistemas de Armazenamento de Energia. Baterias. Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. Otimização. PSO. Qualidade da Energia.

Abstract

Monteiro, Felipe M. dos S. **Planning of allocation and operation of battery energy storage systems for the improvement of the voltage profile in electric power distribution systems.** 126 p. Master Thesis – São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, 2019.

Battery Energy Storage Systems (BESS) have demonstrated great flexibility of applications in improvements and problem-solving in Electrical Distribution Systems (DSs). Significant variations in the nominal voltage value within a period, either daily or weekly, are observed due to the predominant radial topology of the DSs and the constant increase of the use of Distributed Generators (DGs). By the characteristics of operating as load or generation, SAEBs can be used to improve the voltage profile. However, the restrictions of these devices make it difficult to identify good operating moments and allocation buses for this purpose. Generally, this operation is treated in a way dependent on the DGs, but this strategy does not allow the BESS to operate at independent moments to improve the voltage profile of the SDEE. Thus, in this work an approach is developed for SAEBs allocation and operation planning, using a modification in the Particle Swarm Optimization (PSO) algorithm so that the SAEB can operate independently of the GDs and be allocated in other bars, with the objective to improve the voltage profile. The solutions are analyzed through Monte Carlo simulations to investigate the behavior in various load curve situations. The results demonstrate that the proposed approach seeks to find proper allocations and actions and that the technical parameters of SAEBs directly influence the results.

Keywords: Energy Storage Systems. Battery. Electric power distribution systems. Optimization. Particle Swarm Optimization. Electric power quality.

Lista de ilustrações

Figura 1	Arquitetura de um SAEB.	31
Figura 2	Representação do modelo π de uma linha de transmissão.	39
Figura 3	Representação do modelo de fluxo de potência do SAEB.	44
Figura 4	Exemplo de ciclo de carga e descarga de um SAEB.	45
Figura 5	Influência na partícula.	56
Figura 6	Influência de α no deslocamento.	62
Figura 7	Codificação das partículas do <i>Evolutionary Particle Swarm Optimization</i> (EPSO) modificado para alocação e atuação.	65
Figura 8	Fluxograma de informações entre MATLAB e OpenDSS.	66
Figura 9	Sistema teste de 33 barras.	70
Figura 10	Curva de demanda utilizada como média $\pm$ duas vezes o desvio padrão e exemplo de curva utilizada na simulação de Monte Carlo.	71
Figura 11	Fluxograma da busca da melhor solução e simulação de Monte Carlo.	74
Figura 12	Gráfico de tensões e região de violação para o Caso 0.	75
Figura 13	Frequência e Probabilidade acumulada do <i>CVG</i> para o Caso 0.	76
Figura 14	Convergência do EPSO/PS para a melhor solução do Caso 1.	77
Figura 15	Frequência de resolução do EPSO/PS para o Caso 1.	78
Figura 16	Atuação e <i>SoC</i> da melhor solução para o Caso 1.	79
Figura 17	Gráfico de tensões e região de violação para o Caso 1.	80
Figura 18	Frequência e Probabilidade acumulada do <i>CVG</i> para o Caso 1.	81
Figura 19	Convergência do EPSO/PS para a melhor solução do Caso 2.	82
Figura 20	Frequência de resolução do EPSO/PS para o Caso 2.	83
Figura 21	Atuação e <i>SoC</i> da melhor solução para o Caso 2.	84
Figura 22	Gráfico de tensões e região de violação para o Caso 2.	85
Figura 23	Frequência e Probabilidade acumulada do <i>CVG</i> para o Caso 2.	86
Figura 24	Convergência do EPSO/PS para a melhor solução do Caso 3.	88

Figura 25	Frequência de resolução do EPSO/PS para o Caso 3.	89
Figura 26	Atuação e <i>SoC</i> da melhor solução para o Caso 3.	90
Figura 27	Gráfico de tensões e região de violação para o Caso 3.	90
Figura 28	Frequência e Probabilidade acumulada do <i>CVG</i> para o Caso 3.	92
Figura 29	Convergência do EPSO/PS para a melhor solução do Caso 4.	93
Figura 30	Frequência de resolução do EPSO/PS para o Caso 4.	94
Figura 31	Atuação e <i>SoC</i> da melhor solução para o Caso 4.	95
Figura 32	Gráfico de tensões e região de violação para o Caso 4.	96
Figura 33	Frequência e Probabilidade acumulada do <i>CVG</i> para o Caso 4.	97
Figura 34	Convergência do EPSO/PS para a melhor solução do Caso 5.	98
Figura 35	Frequência de resolução do EPSO/PS para o Caso 5.	99
Figura 36	Atuação e <i>SoC</i> da melhor solução para o Caso 5.	100
Figura 37	Gráfico de tensões e região de violação para o Caso 5.	101
Figura 38	Frequência e Probabilidade acumulada do <i>CVG</i> para o Caso 5.	102
Figura 39	Comparação da convergência do EPSO/PS entre os casos testados. . .	103
Figura 40	Comparação da performance do EPSO/PS modificado entre os casos com SAEB.	104
Figura 41	Probabilidade acumulada ajustada à distribuição normal do <i>CVG</i> para cada caso.	105
Figura 42	Probabilidade dos Casos 1, 2, 3, 4 e 5 de terem o valor do <i>CVG</i> menor ou igual à média do Caso 0.	106
Figura 43	<i>Boxplot</i> do <i>CVG_{NORM}</i> para cada caso.	107
Figura 44	Probabilidade acumulada ajustada à distribuição normal da quantidade de violações para cada caso.	108
Figura 45	Probabilidade dos Casos 1, 2, 3, 4 e 5 de terem a quantidade de viola- ções menor ou igual à média do Caso 0.	109
Figura 46	<i>Boxplot</i> da quantidade de violações para cada caso.	109
Figura 47	Probabilidade acumulada ajustada à distribuição normal da maior in- tensidade de violação para cada caso.	110
Figura 48	Probabilidade dos Casos 1, 2, 3, 4 e 5 de terem a maior intensidade de violação menor ou igual à média do Caso 0.	111
Figura 49	<i>Boxplot</i> da maior intensidade de violação para cada caso.	112

Lista de tabelas

Tabela 1	Principais setores de aplicações de SAEBs.	30
Tabela 2	Informações técnicas sobre as principais tecnologias de baterias: Potência, Tempo de Descarga e Taxa de Descarga.	32
Tabela 3	Informações técnicas sobre as principais tecnologias de baterias: Eficiência, Nível de Descarga e Vida Útil.	33
Tabela 4	Comparação entre os trabalhos da área.	36
Tabela 5	Tipos de barras.	39
Tabela 6	Local e potência nominal dos geradores distribuídos.	70
Tabela 7	Dados de entrada do algoritmo EPSO/PS modificado.	73
Tabela 8	Resultados dos índices para o Caso 0.	74
Tabela 9	Resultados via Monte Carlo dos índices para o Caso 0.	75
Tabela 10	Resultados dos índices para o Caso 1.	76
Tabela 11	Melhor solução para o Caso 1.	78
Tabela 12	Resultados via Monte Carlo dos índices para o Caso 1.	80
Tabela 13	Resultados dos índices para o Caso 2.	82
Tabela 14	Melhor solução para o Caso 2.	84
Tabela 15	Resultados via Monte Carlo dos índices para o Caso 2.	86
Tabela 16	Resultados dos índices para o Caso 3.	87
Tabela 17	Melhor solução para o Caso 3.	89
Tabela 18	Resultados via Monte Carlo dos índices para o Caso 3.	91
Tabela 19	Resultados dos índices para o Caso 4.	92
Tabela 20	Melhor solução para o Caso 4.	94
Tabela 21	Resultados via Monte Carlo dos índices para o Caso 4.	96
Tabela 22	Resultados dos índices para o Caso 5.	98
Tabela 23	Melhor solução para o Caso 5.	99
Tabela 24	Resultados via Monte Carlo dos índices para o Caso 5.	101

Tabela 25	Dados de carga do sistema de distribuição de energia elétrica teste.	. . . 125
Tabela 26	Dados de linha do sistema de distribuição de energia elétrica teste.	. . . 126

Lista de siglas

BMS	<i>Battery Management System</i>
EPSO	<i>Evolutionary Particle Swarm Optimization</i>
GD	Gerador Distribuído
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
PNLI	Programação não Linear Inteira-Mista
PS	<i>Pattern Search</i>
SDEE	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SAEB	Sistema de Armazenamento a Baterias
SoC	<i>State of Charge</i>
PCS	<i>Power Conversion System</i>
VTLD	Variação de Tensão de Longa Duração

Sumário

1	Introdução	23
1.1	Objetivos deste trabalho	25
1.2	Estrutura do Trabalho	26
2	Sistema de armazenamento de energia a bateria em SEP	29
2.1	Componentes de um SAEB	29
2.2	Tecnologia de baterias	31
2.3	Problema da alocação em sistemas de distribuição	33
2.3.1	Alocação de SAEBs e Contexto da pesquisa	34
2.3.2	Contexto da pesquisa	35
3	SAEB para melhoria do perfil de tensão	37
3.1	Sistemas de distribuição de energia elétrica e as restrições do balanço de potência	37
3.1.1	Problema do fluxo de potência	38
3.1.2	Software de fluxo de potência - OpenDSS	40
3.2	Análise do perfil de tensão diário	41
3.2.1	Violações de tensão	42
3.2.2	Picos e vales de tensão	43
3.2.3	Variação de tensão	43
3.2.4	Índice geral	43
3.3	Modelo matemático do SAEB	43
3.3.1	Uma nova representação matricial das restrições de SoC	46
3.4	Conceitos de otimização	49
3.5	Modelagem do problema de alocação e atuação do SAEB	50
4	Metodologia proposta	53
4.1	Métodos de otimização utilizados	54

4.1.1	<i>Pattern Search</i> - PS	54
4.1.2	<i>Particle Swarm Optimization</i> - PSO	55
4.2	Alteração proposta no PSO/EPPO	58
4.2.1	Condições de permanência na região factível de igualdade	59
4.2.2	Inicialização das velocidades e posição das partículas	60
4.2.3	Permanência na região factível de caixa	61
4.2.4	Algoritmo Geral	62
4.3	Abordagem com EPPO/PS modificado para alocação e atuação do SAEB	64
4.3.1	Algoritmo para alocação e atuação do SAEB	65
5	Resultados e discussão	69
5.1	Recursos e dados utilizados	70
5.1.1	Sistema de distribuição de energia elétrica teste	70
5.1.2	Recursos computacionais	71
5.2	Dados de entrada do algoritmo de alocação e atuação	71
5.3	Verificação determinística dos resultados	72
5.4	Verificação probabilística dos resultados	72
5.5	Caso 0 - Base	74
5.5.1	Análise probabilística	75
5.6	Caso 1 - SAEB: 4x 250 kW e 250 kWh	76
5.6.1	Análise probabilística	80
5.7	Caso 2 - SAEB: 2x 500 kW e 500 kWh	81
5.7.1	Análise probabilística	85
5.8	Caso 3 - SAEB : 1x 1 MW e 1 MWh	87
5.8.1	Análise probabilística	91
5.9	Caso 4 - SAEB : 1x 500 kW e 1 MWh	92
5.9.1	Análise probabilística	96
5.10	Caso 5 - SAEB : 1x 1 MW e 2 MWh	97
5.10.1	Análise probabilística	101
5.11	Comparação entre Casos	102
5.11.1	Análise probabilística	104
6	Considerações finais	113
6.1	Artigos desenvolvidos durante a pesquisa	115
	Referências	117
	Anexos	123
	ANEXO A Dados do sistema de distribuição de energia elétrica teste	125

Introdução

A alocação de dispositivos em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEEs) é um tópico amplamente abordado e estudado pelas distribuidoras, que buscam tanto atender aos padrões das normas vigentes, quanto manter os valores dos custos de um projeto. Estes componentes podem reduzir as variações dos parâmetros técnicos nos SDEEs dependendo de seu dimensionamento e alocação.

Do ponto de vista da qualidade da energia elétrica, vale salientar que setores de telecomunicações, armazenamento de informações, fábricas de eletrônicos e processos de manufatura contínua são os principais setores que sofrem com variações no valor eficaz de tensão. Segundo Milanovic et al. (2011) estima-se que \$45,7 bi são perdidos anualmente com essas variações devido à queima e a necessidade de manutenção dos equipamentos.

Dentre os dispositivos que podem ser utilizados como suporte ao SDEE, os Sistemas de Armazenamento a Baterias (SAEBs) têm sido utilizados pelas empresas de energia elétrica. Mundialmente, entre os anos de 2006 a 2016, a utilização dos SAEBs cresceu aproximadamente de 70 kW para 1,64 GW de potência instalada, somando um total de 695 projetos em operação (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2017). Esse elevado crescimento, em um relativo curto período de tempo, ocorreu por conta do avanço da tecnologia e da redução dos custos tanto nos inversores, quanto nas baterias utilizadas nesses sistemas.

Outro principal fator desse crescimento foi a utilização de Geradores Distribuídos (GDs), principalmente de sistemas fotovoltaicos. Nos Estados Unidos, por exemplo, estima-se um total de 480 GW de potência instalada atualmente (THE NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, 2018). Os GDs se popularizaram principalmente quando as regulamentações permitiram a interconexão desses sistemas nos SDEEs, auxiliando o crescimento dos SAEBs, visto que a utilização de SAEBs em conjunto pode auxiliar na viabilidade econômica, permitindo a utilização da potência excedente que seria injetada no SDEE em baixa demanda, em momentos de alta demanda de potência.

Especificamente no Brasil, os SAEBs têm recebido interesse de órgãos privados e estatais, um exemplo é a chamada de pesquisa estratégica da ANEEL Número 21, que busca ajudar nas pesquisas e regulamentação do uso de sistemas de armazenamento de

energia, já que a regulamentação atual (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016) apenas trata dos requisitos de conexão de geradores distribuídos e os impactos na qualidade do produto e do serviço.

Com o notório crescimento das aplicações de SAEBs no mundo inteiro, a utilização em SDEEs vem se tornando uma opção viável, visto que os problemas relacionados às variações de tensão podem se reverter em possibilidades de melhor gerenciamento do SDEE, isto ocorre devido à característica de atuar como geração ou carga do ponto de vista do SDEE que os SAEBs possuem. Essa característica torna possível sua utilização para melhoria das variações do perfil de tensão das barras do SDEE, visto que se pode planejar sua alocação e atuação, sendo a atuação para armazenar energia (atuando como carga) em momentos de tensão elevada e despejar essa energia (atuando como geração) em momentos de redução tensão.

Logo, é de interesse obter boas alocações dos SAEBs de forma a melhorar o perfil de tensão de um SDEE. É claro que, além da melhoria do perfil de tensão, outros aspectos devem ser considerados na escolha de uma boa alocação (Ex.: econômicos, físicos e outros limitantes), porém, devido as possibilidades que um SAEB traz à operação do SDEE, a melhoria do perfil de tensão também deve ser objeto de estudo.

Porém, para uma boa alocação dos SAEBs, é necessário observar a influência que sua atuação causa no SDEE, dado que uma boa atuação deve depender de como as cargas e os GDs se comportam nas proximidades da barra onde foi instalado. Logo, se quisermos uma boa alocação afim de melhorar o perfil de tensão das barras, se faz necessário também investigar as possibilidades de atuação dos SAEBs alocados.

Na literatura é possível observar uma dependência da atuação dos SAEBs com os GDs, fazendo com que os SAEBs não consumam diretamente energia do SDEE, impedindo uma melhora na variação de tensão ao longo do dia, consumindo mais em momentos de baixíssima demanda e injetando aos poucos em momentos oportunos. Logo, se quisermos utilizá-los para melhoria do perfil de tensão de um ponto de vista geral do SDEE, é necessário que as atuações dos SAEBs sejam independentes dos GDs instalados, podendo até ser alocados em barras diferentes aos dos GDs, para atuar em problemas de elevação de tensão causadas por GDs.

Vale salientar também que a atuação de um SAEB pode comprometer todo o funcionamento e segurança de um SDEE, visto que altera os valores eficazes de tensão e o fluxo de potência, podendo causar problemas como sobretensão, subtensão e fluxo inverso de potência em casos extremos. Este problema de atuação equivocada pode ser evitado com um sistema de monitoramento e tomada de decisão em tempo real (através de medidores espalhados na rede) e uma decisão de atuação que utiliza essas informações. Porém, essa realidade ainda é distante em SDEEs de países emergentes, devido aos custos e riscos de extravio desses medidores.

Uma outra alternativa é realizar um planejamento da atuação e utilizar simulações

de Monte Carlo, variando a demanda dentro de certos limites conhecidos ou planejados, para observar se a atuação planejada possui um bom comportamento frente às variações, de preferência, sempre mantendo o SDEE em um estado melhor do que sem o SAEB. Além disso, caso seja considerado um planejamento da atuação periódica, o *State of Charge* (*SoC*) inicial de cada período influenciará diretamente nas possibilidades de atuação dos SAEBs. Ou seja, se a cada período o SAEB possuir um *SoC* inicial diferente, o planejamento de sua atuação deverá ser refeito para evitar sobrecarregamentos ou subcarregamentos. Sendo assim, para que se faça um planejamento único da atuação, uma restrição de igualdade entre o *SoC* inicial e final deve ser incluída nos modelos matemáticos dos SAEBs.

Desta forma, é intuitivo pensar que os SAEBs podem ter sua atuação planejada para atuar como geração em momentos tradicionais de ponta e como carga em fora de ponta de demanda. Porém, essa estratégia pode ignorar outros possíveis momentos oportunos de atuação, trazendo melhorias na operação do SDEE e reduzindo os momentos de ocorrência de violação dos limites de tensão. Neste contexto, é possível observar o problema: "Como encontrar boas alocações com boas atuações para melhoria do perfil de tensão?", como será demonstrado posteriormente, este problema pode ser modelado matematicamente como um problema de otimização, onde o objetivo é melhorar o perfil de tensão em regime permanente através do planejamento das alocações e atuações dos SAEBs, respeitando as restrições do SDEE e dos SAEBs.

Neste trabalho, um bom planejamento da alocação e atuação dos SAEBs dependerá da resolução de um problema de otimização. A modelagem deste problema se caracterizará como um problema de otimização não linear e não convexo devido à resolução do fluxo de potência temporal, a característica inteira do problema de alocação e o tratamento dos dados de tensão das barras, tornando dificultosa a utilização de métodos exatos para sua solução. Para isso, é proposta a solução deste problema via métodos meta-heurísticos baseados no *Particle Swarm Optimization* (PSO), porém, é de conhecimento que esses métodos não possuem boa convergência quando há restrições de igualdade na modelagem do problema (como há nas restrições de *SoC*). Para contornar esta característica serão implementadas alterações no PSO tradicional. Para verificação da alocação e atuação é realizado simulações de Monte Carlo, observando o comportamento do planejamento em diversas situações de curva de carga. A seguir são descritos os objetivos deste trabalho.

1.1 Objetivos deste trabalho

Conforme descrito, a alocação e atuação dos SAEBs dependem da modelagem matemática, do objetivo a qual está se alocando e da atuação planejada para este objetivo. Desta forma, tem-se como objetivo geral desta pesquisa, desenvolver uma metodologia para se obter um bom planejamento da alocação e atuação de múltiplos SAEBs com o

objetivo de melhoria de perfil de tensão das barras de um SDEE.

Para isso, os objetivos específicos são:

- Descrever uma abordagem matricial generalizada de múltiplos SAEBs para o fluxo de potência temporal através da discretização do período de análise (discretização do tempo). Essa abordagem relaciona a atuação dos SAEBs com o *SoC* e insere a restrição de igualdade entre o *SoC* inicial e final;
- Descrever as características do problema de atuação e alocação de SAEBs para a melhoria do perfil de tensão;
- Desenvolver a modelagem matemática do problema de otimização da atuação e alocação de SAEBs baseado na abordagem matricial para a melhoria do perfil de tensão;
- Propor uma alteração no algoritmo PSO para tratamento das restrições lineares descritas pelas variáveis de projeto sem a necessidade da utilização de penalidades;
- Desenvolver uma abordagem que busque um bom planejamento da alocação e atuação dos SAEBs para melhoria do perfil de tensão.
- Descrever os impactos que os SAEBs podem causar no perfil de tensão de SDEEs.

1.2 Estrutura do Trabalho

Este trabalho é dividido em seis capítulos, este primeiro, apresenta a contextualização do problema, bem como os desafios a serem superados para se atingir os objetivos deste trabalho.

No Capítulo 2, é descrito o funcionamento, os principais componentes e uma revisão bibliográfica do problema de alocação de SAEBs. Neste capítulo também é feita uma comparação desta pesquisa com os principais trabalhos encontrados na literatura e sua contribuição.

No Capítulo 3, é desenvolvida a modelagem do problema de otimização da atuação e alocação dos SAEBs utilizando-se de uma abordagem matricial que inclui a restrição de igualdade do *SoC*. Para isso são descritas as restrições de fluxo de potência e de *SoC* dos SAEBs.

Já no Capítulo 4 são descritos os algoritmos de otimização utilizados para a implementação da abordagem para a busca de boas alocações e atuações dos SAEBs. Nesse capítulo são descritas também as alterações propostas no algoritmo PSO para o tratamento das restrições lineares descritas pelas variáveis de projeto, sem a necessidade da utilização de penalidades.

No Capítulo 5, são demonstrados os resultados e discutidas as abordagens propostas em cinco casos de SAEBs diferentes, utilizando-se de um SDEE teste de 33 barras. Os casos são divididos em duas análises. A primeira é realizada em relação a curva média do caso base, comparando a função objetivo, a quantidade e a intensidade das violações. A segunda é realizada através de simulações de Monte Carlo, no qual a solução encontrada pelo método é testada em vários casos de curva de carga, verificando-se o comportamento da solução proposta. Após as duas análises é realizado uma comparação entre os cinco casos, analisando o impacto que os diferentes SAEBs causaram no SDEE.

Por fim, no Capítulo 6, são demonstradas as conclusões obtidas, considerações finais e futuros trabalhos que podem surgir a partir do que foi obtido nesta pesquisa. Neste capítulo também são expostos os meios pelo qual a pesquisa vem sendo ou será divulgada.

Espera-se que ao final deste trabalho os métodos desenvolvidos estejam de fácil entendimento, sendo possível observar as contribuições desta pesquisa para o meio acadêmico, bem como incentivar novos tópicos de pesquisa na área. Entretanto, a leitura deste trabalho exige, além de conhecimentos na área de sistemas de energia elétrica, o domínio de conceitos básicos em álgebra linear, modelagem de sistemas elétricos para análise estática, otimização matemática e algoritmos meta-heurísticos.

Sistema de armazenamento de energia a bateria em SEP

Os SAEBs utilizam-se de reações químicas para armazenar e disponibilizar energia elétrica. Atualmente são um dos principais tipos de armazenadores de energias utilizados em Sistemas Elétricos de Potência (SEPs), devido à sua fácil integração com gerações de energia renováveis. Segundo Hadjipaschalis, Poullikkas e Efthimiou (2009), SAEBs são mais viáveis tecnologicamente para a maioria das aplicações de média e alta potência em comparação a outros tipos de armazenadores de energia, detalhes sobre esses outros tipos de armazenadores de energia podem ser encontrados no trabalho de Ribeiro et al. (2001).

Suas aplicações vão desde utilização em curto prazo até de longo prazo, podendo ser utilizado tanto para suporte de transitórios, quanto para o mercado de energia. Apesar do atual elevado custo com os componentes de conversão e o banco de baterias, segundo U.S. Department of Energy (2017), a cada dia essa tecnologia vem sendo proposta para utilizações em SEP. Os principais setores de aplicações de SAEB podem ser encontrados na Tabela 1.

2.1 Componentes de um SAEB

Um SAEB é composto por vários equipamentos que tratam da conversão de energia, armazenamento e controle. A descrição desses equipamentos pode ser vista a seguir:

- Banco de baterias: Composto por várias células de baterias associadas em série e em paralelo. Essas baterias utilizam a mesma tecnologia de reação química e durante seu ciclo de carga estão sempre fora do seu estado de equilíbrio;
- *Power Conversion System* (PCS): Sistema de conversão CC-CA bidirecional para interconexão com o SDEE, baseado geralmente em IGBTs. Esses conversores podem ser de um ou dois estágios, a primeira topologia é geralmente mais barata, enquanto a segunda garante uma melhor flexibilidade de operação do PCS;

Tabela 1: Principais setores de aplicações de SAEBs.

Setores	Descrição
Fornecimento de Energia	Arbitragem de energia; Suporte À capacidade de fornecimento de energia; Suporte à intermitência de gerações renováveis;
Auxílio	Regulação de frequência; Reserva de energia; Regulação de tensão; Ligação de grandes cargas; <i>Peak Shaving/Time-Shift</i> ;
T&D	Adiamento de atualização do sistema; Redução de fluxo de potência nas linhas;
Consumo	Qualidade de energia elétrica; Confiabilidade da disponibilidade de energia; Custos com energia elétrica em horários de pico; Demanda máxima requisitada.

Fonte: Adaptado de Xu et al. (2016).

- *Battery Management System* (BMS): Responsável por controlar os parâmetros elétricos do banco de baterias e a vida útil, para que as baterias não se degradem de forma rápida, mantendo assim o seu desempenho. Esse sistema também controla os parâmetros de temperatura e resfriamento;
- Sistema Supervisório: Monitora e controla todo o SAEB, agindo para manter a operação e gerenciamento demandada pelo SDEE de acordo com a sua aplicação. Geralmente possui um sistema de comunicação com o centro de operações do SDEE.

A Figura 1 apresenta um esquemático da arquitetura de um SAEB. Cada componente do SAEB utilizará tecnologias e filosofias diferentes, dependendo de quais aplicações o sistema é projetado para atuar. No trabalho de Datta, Kalam e Shi (2017) é possível observar que para as aplicações de curto prazo (problemas em regime transitório), os principais desafios estão no projeto do BMS e PCS que necessitam de uma resposta rápida em sua atuação. Já no trabalho de Ribeiro et al. (2001), em aplicações de médio e longo prazo, o grande desafio é na tecnologia da bateria utilizada, devido a sua densidade de energia e vida útil.

As análises realizadas neste trabalho serão em médio prazo, não fazendo parte do escopo considerar a influência dos componentes de controle e efeitos em regime transitório. Aprofundamentos teóricos nessa área podem ser encontrados em Hemmati e Azizi (2017). Portanto, o foco principal será nas aplicações e restrições da tecnologia de baterias, para o estudo e desenvolvimento de modelos matemáticos que possam ser utilizados para atingir os objetivos deste trabalho.

Figura 1: Arquitetura de um SAEB.

Fonte: Adaptado de Lawder et al. (2014).

2.2 Tecnologia de baterias

Uma bateria é formada por um conjunto de células associadas em série e em paralelo que utilizam de reações eletroquímicas de oxidação e redução para carregar e descarregar energia elétrica. Cada uma dessas células possui dois eletrodos, separados por um isolante elétrico, porém condutor iônico, sendo todo o conjunto mergulhado ou envolvido por um eletrólito. Detalhes sobre o processo químico podem ser vistos em Rieger (1994).

Geralmente, uma bateria é nomeada pelo seu processo químico e caracterizada pelo seu desempenho elétrico. Os principais dados fornecidos pelos fabricantes de baterias são:

- **Capacidade específica (Ah):** Quantidade total de corrente por unidade de tempo que uma bateria é capaz de fornecer até atingir sua tensão final de descarga. Varia de acordo com o número de associações de células;
- **Tensão Nominal (V_{DC}):** Diferença de potenciais entre os processos de oxidação e redução dos materiais ativos do cátodo e ânodo, varia de acordo com o número de associações de células;
- **Corrente Nominal (A_{DC}):** Corrente elétrica que a bateria pode aplicar sobre um circuito externo. Varia de acordo com o número de associações de células;
- **Potência específica (W):** Capacidade de injeção de potência nominal. Varia de acordo com o número de associações de células;
- **Energia específica (Wh):** Quantidade de energia elétrica que uma célula ou bateria pode armazenar. Varia de acordo com o número de associações de células;
- **Número de ciclos de vida:** É o número de ciclos de recarga/descarga que a bateria pode realizar até que sua capacidade se reduza ao valor percentual limite

(especificado por tecnologia), em relação ao valor nominal, para uma dada temperatura, regime de corrente e valores definidos de tensão/estado de carga inicial e final. Varia de acordo com o processo químico;

- **Temperatura de operação ($^{\circ}C$):** Temperatura nominal em que a bateria pode atuar com o mínimo impacto na vida útil. Varia de acordo com o processo químico e associações de células;
- **Nível de carga e descarga (%):** Porcentagem do valor máximo de carga e descarga da energia armazenada que a bateria pode operar com mínimo impacto na vida útil. Varia de acordo com o processo químico;
- **Tempo de resposta:** Tempo necessário para que a bateria entre em regime permanente à potência nominal;
- **Taxa de auto-descarga (%/mês):** Taxa de perda da energia sem carga da bateria.

Segundo Divya e Ostergaard (2009), Poullikkas (2013) e Zakeri e Syri (2015), os principais tipos de baterias são de Chumbo-Ácido; Sódio-Enxofre (NaS); Níquel-Cádmio (NiCd); Íons de Lítio (Li-íon); Redox de Vanádio (VRB); e Zinco-Bromo (ZnBr). As Tabelas 2 e 3 contêm as informações técnicas de interesse sobre as principais tecnologias de baterias.

Tabela 2: Informações técnicas sobre as principais tecnologias de baterias: Potência, Tempo de Descarga e Taxa de Descarga.

Tecnologia	Potência (MW)	Duração de Descarga	Taxa de Descarga (%/mês)
Chumbo-Ácido	<50	1 min a 8 hrs	2 a 5
NaS	<50	1min a 8 hrs	15 a 20
NiCd	<350	<8 hrs	-
VRB	<3	<10 hrs	15 a 20
ZnBr	<1	<4 hrs	1%/hora
Li-íon	<150	<2 h	2

Fonte: Adaptado de Poullikkas (2013), Divya e Ostergaard (2009), Zakeri e Syri (2015).

Segundo Zhang et al. (2018), a tecnologia de Íons de Lítio tem sido a principal solução em SDEE com presença de GDs renováveis e em micro-redes, devido a sua diversificação de aplicações. Portanto, neste trabalho, será utilizado uma bateria de Íons de Lítio, no qual será analisado o impacto na vida útil da bateria quando o SAEB é utilizado para melhoria do perfil de tensão.

Tabela 3: Informações técnicas sobre as principais tecnologias de baterias: Eficiência, Nível de Descarga e Vida Útil.

Tecnologia	Eficiência (%)	Nível de Descarga (%)	Vida Útil
Chumbo-Ácido	85	70	1.000 a 2.000 ciclos
NaS	60 - 70	100	3000 ciclos
NiCd	75 - 86	100	2500 ciclos
VRB	70 - 85	-	10 anos
ZnBr	75	-	2000 ciclos
Li-íon	85 - 99	80	3000 ciclos

Fonte: Adaptado de Poullikkas (2013), Divya e Ostergaard (2009), Zakeri e Syri (2015).

2.3 Problema da alocação em sistemas de distribuição

O problema da alocação de dispositivos no SEP se iniciou com a necessidade das empresas de transmissão e distribuição de se obter os melhores pontos de instalação desses dispositivos de acordo com certo parâmetro.

Devido às limitações de tecnologia na época em que os primeiros estudos na área foram feitos, inicialmente preocupava-se apenas com a instalação de elementos passivos, como banco de capacitores. Hoje esse problema já é bem estudado e normalmente utilizam-se métodos de otimização meta-heurísticos, especialmente o algoritmo genético, por razão das características inteira-mistas que a formulação em forma de otimização apresenta. No trabalho de Levitin et al. (2000) é desenvolvido um método de alocação de capacitores utilizando o algoritmo genético para a redução de perdas de energia em um ano, utilizando uma curva de carga fixa em um dia. Já no trabalho de Park, Sohn e Park (2009) é incluso o custo da instalação e leva-se em consideração a vida útil dos capacitores. Desta forma, é possível observar que os trabalhos em alocação de capacitores já estão utilizando os métodos meta-heurísticos para sua busca de soluções boas, mesmo sendo um elemento passivo.

Com o crescimento da utilização de GDs em SDEEs, os estudos da melhor alocação desses dispositivos passaram a ser mais abordados nas pesquisas, principalmente pela grande intermitência que possuem os geradores que utilizam energia renovável. A alocação desses dispositivos deve levar em consideração aspectos geográficos além dos aspectos do próprio SDEE. No trabalho de Georgilakis e Hatziargyriou (2013) é realizada uma análise do estado da arte de alocação de GD, no qual é possível observar que o algoritmo genético e o PSO são amplamente utilizados quando são levadas em consideração restrições não lineares ou grande número de restrições.

No problema de alocação dos SAEBS há três particularidades que não são encontradas na alocação das GDs e no banco de capacitores, são elas: o comportamento como carga em

momentos de armazenamento de energia, que pode impactar em aumento de perdas e em variações de tensão no SDEE, a possibilidade de gerenciamento da energia consumida e injetada a fim de melhorar algum parâmetro do SDEE, a grande variação de características de cada tipo de tecnologia.

2.3.1 Alocação de SAEBs e Contexto da pesquisa

Visto que este trabalho se propõe a apresentar um método para a alocação e atuação dos SAEBs, vale citar os principais trabalhos relacionados e publicados no momento, dando prioridade às publicações em revistas científicas de grande relevância. A utilização de SAEB em SDEE tem crescido nos últimos anos, logo, pode-se dizer que as publicações são recentes, demonstrando o interesse científico atual no tema.

Em Zheng et al. (2014) é proposto um método de alocação e dimensionamento para se reduzir os custos dos riscos devido às pequenas volatilidades de preço de compra e venda de energia na presença de GDs. O gerenciamento da atuação do SAEB é realizado através de gatilhos na diferença entre a potência prevista e a real. Esta abordagem apesar de garantir um lucro, não garante que a bateria sempre esteja pronta para carregar ou descarregar em alguma grande variação em preços ou em demanda.

Em Sedghi, Ahmadian e Aliakbar-Golkar (2016) é proposto um método de alocação e dimensionamento de SAEBs na presença de incertezas de GDs eólicos utilizando o fluxo de potência probabilístico. O método tem o objetivo de reduzir os custos de investimentos, manutenção e o número de violações técnicas. O gerenciamento da atuação do SAEB é realizado de forma que só pode descarregar após ter sido completamente carregado, essa abordagem auxilia na vida útil, porém, deixa de lado outros possíveis momentos de atuação que podem ocorrer durante o dia.

Em Deeba et al. (2016) é proposta uma abordagem generalizada para modelar a utilização do SDEE em função da taxa de crescimento da carga, da penetração de GDs renováveis e de *peak shave*¹ provinda do SAEB. Esse modelo é utilizado para a formulação de um problema de otimização do dimensionamento, alocação, perfil de atuação e número de SAEBs no SDEE. O planejamento da atuação do SAEB é feito para *peak shave*, porém o método não garante que a energia armazenada permaneça a mesma no início e no fim do dia, transferindo essa responsabilidade para o operador do SDEE. Essa abordagem é implementada utilizando os modelos algébricos do sistema e validada em um SDEE real. Apesar de abordar o problema apenas do ponto de vista financeiro, os modelos econômicos de SAEBs e o exemplo do SDEE real podem ser utilizados em trabalhos com outras abordagens.

Em Zhang et al. (2016) é proposta uma formulação para o planejamento estocástico de SAEBs em SDEE com grande injeção intermitente de potência provinda de GDs eó-

---

¹*Peak shave* é uma aplicação de SAEBs que busca carregar em momentos fora de ponta de demanda e descarregar em momentos de ponta de demanda, reduzindo a demanda máxima.

licos, com o objetivo de maximar a utilização enquanto reduz o investimento e custos de operação. O método determina a locação ótima e a capacidade de armazenamento do SAEB. A abordagem utiliza-se de processos genéticos para determinar essas informações. O gerenciamento da atuação do SAEB é realizado apenas com a potência gerada pelos GDs eólicos e injetando no período em que o custo permite.

Em Mehmood et al. (2017) é proposto um método de alocação e dimensionamento de SAEBs para a regulação de tensão enquanto eleva a vida útil do SAEB através da análise de custos. A principal contribuição desse trabalho foi incorporar no modelo matemático a vida útil do SAEB, pelas influências de temperatura de operação, profundidade de descarga e magnitude de carga e descarga da corrente nominal da bateria. Pelas características do problema, a solução é baseada em um *elitist non-dominated sorting genetic algorithm-II*. Apesar do problema tratar de regulação de tensão, o SAEB é utilizado apenas para a atuação durante os momentos em que a tensão se encontra fora das normas exigidas, o que pode acabar subutilizando o SAEB.

2.3.2 Contexto da pesquisa

Como é possível observar, as principais pesquisas na área assumem uma atuação limitada do SAEB. Essa abordagem facilita na busca da alocação ótima, porém restringe as possíveis melhorias durante a atuação, podendo desprezar outras possíveis oportunidades de atuações. Esta atuação limitada a forma que os GDs atuam no SDEE é chamado neste trabalho de dependência do SAEB.

Em comparação com o que há nas principais pesquisas na área, este trabalho se propõe a tratar de uma busca de boas alocações e atuações independentes dos GDs instalados no SDEE, o que eleva a dificuldade do problema, pois eleva as possibilidades de atuação que um SAEB pode ter, sendo que essas atuações podem ter impactos negativos no SDEE caso sejam mal planejadas. Caracterizando o que é chamado neste trabalho de independência do SAEB.

Outro fator deste trabalho é tratar a tensão não apenas em seus momentos de violação, mas também tratar durante todo o seu perfil de tensão, buscando obter uma menor variação de tensão ao longo do dia. Desta forma, a análise probabilística se dá a partir de uma curva média prevista, assumindo um comportamento normalmente distribuído ao redor desta curva. Todavia, devido ao escopo da pesquisa, este trabalho tratará apenas do ponto de vista de regulação de tensão e melhoria do perfil de tensão, porém, nada impede que a metodologia desenvolvida possa ser integrada a outros objetivos.

Desta forma a Tabela 4 demonstra a diferença de abordagem da metodologia proposta.

Tabela 4: Comparação entre os trabalhos da área.

Tópicos	A1 ^a	A2 ^b	A3 ^c	A4 ^d	A5 ^e	Metodologia Proposta
Alocação	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Dimensionamento	✓	✓	✓	✓	✓	
Multi-Baterias	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Probabilístico		✓	✓	✓		✓
Independência do SAEB						✓
Vida-útil da Bateria			✓		✓	✓
Econômico	✓	✓	✓	✓	✓	
Perdas				✓	✓	
Regulação de Tensão		✓			✓	✓

^aZheng et al. (2014)^bSedghi, Ahmadian e Aliakbar-Golkar (2016)^cDeeba et al. (2016)^dZhang et al. (2016)^eMehmood et al. (2017)

Fonte: Próprio Autor.

SAEB para melhoria do perfil de tensão

Neste capítulo discute-se como foi modelado o problema de alocação e atuação dos SAEBs para a melhoria do perfil de tensão, a justificativa da utilização da modelagem via otimização e as equações utilizadas nas restrições. Inicialmente são tratados os aspectos básicos da modelagem do SDEE, o problema de fluxo de potência e as equações de balanço de energia, no qual é explanado como essas equações são utilizadas para a modelagem do problema.

Após o entendimento sobre o SDEE, é descrita a função utilizada para mensurar a melhoria do perfil de tensão. Essa função descreve o quão disperso estão os valores de tensão em relação à média, seu valor máximo e o tratamento de possíveis violações dos limites de tensão, demonstrando que quanto menor o seu valor, melhor é o perfil de tensão. Em seguida é descrito como foram modelados os SAEBs, sua atuação no SDEE e suas restrições de armazenamento de energia. É dada uma abordagem matricial para as restrições, pois permite observar melhor a linearidade das restrições e a semelhança com outros tipos de problemas.

Logo após, são demonstrados os conceitos básicos da teoria de otimização, na qual são expostos a estrutura de um problema de otimização e as principais abordagens para esses problemas. É tratado rapidamente sobre restrições, variáveis de folga e a utilização de penalidades. Finalmente é demonstrada a modelagem matemática do problema na qual é descrito o corpo geral do problema de alocação e atuação.

3.1 Sistemas de distribuição de energia elétrica e as restrições do balanço de potência

O sistema de distribuição de energia elétrica é um dos estágios finais do SEP antes do consumo, se iniciando na subestação de distribuição logo após o estágio de subtransmissão. Suas principais características em relação a outros estágios são o desbalanceamento de cargas, parâmetros de linhas e variação de tensão ao longo dos alimentadores devido ao

grande impacto das cargas no sistema.

Atualmente, além das cargas, a utilização de GDs renováveis no SDEE acrescentam mais um fator estocástico e dificuldades no planejamento e gerenciamento desses sistemas, pelas incertezas das fontes primárias de energia que esse tipo de geração utiliza. Desta forma, ocorrem grandes variações no valor da tensão ao longo do dia, gerando dificuldades em manter os valores dentro das faixas especificadas pelos órgãos regulamentadores.

Visto que o problema da utilização dos SAEBs para melhoria do perfil de tensão diário se enquadra, numa primeira abordagem, como um problema de planejamento do SDEE, será utilizado o modelo unifilar para o cálculo dos valores de tensão através da resolução de fluxos de potência. Desta forma, será descrito a seguir o problema do fluxo de potência para modelos de SDEEs unifilares.

3.1.1 Problema do fluxo de potência

Segundo Monticelli (1983), o Fluxo de potência de um SDEE, em resumo, é a determinação dos valores de potência aparente transmitida, fasores de tensão e corrente, potências de geração e outras grandezas. A modelagem do problema é feita de forma estática, em que variações transitórias são ignoradas.

A modelagem matemática desse problema é descrita através de sistemas de equações e inequações algébricas. Sua aplicação no âmbito do planejamento de SDEE torna possível a previsibilidade do SDEE a curto, médio e longo prazo a partir de certas considerações. Na formulação do problema, cada barra k possui quatro variáveis, sendo duas conhecidas e duas incógnitas, são elas:

- V_k - Módulo do fasor de tensão;
- θ_k - Ângulo do fasor de tensão;
- P_k - Injeção de potência ativa;
- Q_k - Injeção de potência reativa.

De acordo com as variáveis conhecidas, se dá a característica da barra. Nas barras de carga, têm-se os valores de P_k e Q_k , pois se encontram elementos modelados com potência constante, incluindo geradores distribuídos. As barras de geração são as que possuem geradores que controlam o módulo de tensão na barra, logo têm-se os valores de P_k e V_k . Na barra de referência tem-se que V_k e θ_k , na qual está localizada a subestação principal, isto para o caso em SDEE. Os tipos de barras e suas variáveis podem ser vistas na Tabela 5.

Através do modelo π das linhas (Figura 2), as equações algébricas de fluxo de potência são deduzidas a partir das leis de Kirchhoff.

Tabela 5: Tipos de barras.

Tipo de Barra	Nomenclatura	Variáveis conhecidas	Incógnitas
Barra de Carga	PQ	P_k e Q_k	V_k e θ_k
Barra de Geração	PV	P_k e V_k	Q_k e θ_k
Barra de Referência	$P\theta$	V_k e θ_k	P_k e Q_k

Fonte: Próprio Autor.

Figura 2: Representação do modelo π de uma linha de transmissão.

Fonte: Adaptado de Monticelli (1983).

Caso entre as linhas não haja nenhum transformador defasador ou em fase, o que é comum em SDEE, as equações 1 e 2 descrevem o fluxo de potência.

$$P_{km} = V_k^2 g_{km} - V_k V_m (g_{km} \cos \theta_{km} + b_{km} \sin \theta_{km}) \quad (1)$$

$$Q_{km} = V_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + V_k V_m (b_{km} \cos \theta_{km} - g_{km} \sin \theta_{km}) \quad (2)$$

Dado que P_{km} é o fluxo de potência entre as barras k e m , g_{km} é a condutância entre as barras, b_{km} é a susceptância entre as barras, θ_{km} é a diferença de ângulo do fasor de tensão entre as barras e b_{km}^{sh} é a susceptância *shunt* entre as barras.

Utilizando os valores de g_{km} , b_{km} e b_{km}^{sh} pode-se definir a matriz de admitância nodal $Y = G + jB$ através das equações 3, 4, 5 e 6 :

$$G_{km} = g_{km} \quad (3)$$

$$G_{kk} = \sum_{m \in \Omega_k} g_{km} \quad (4)$$

$$B_{km} = b_{km} \quad (5)$$

$$B_{kk} = b_k^{sh} + \sum_{m \in \Omega_k} (b_{km} + b_{km}^{sh}) \quad (6)$$

Sendo Ω_k o conjunto de barras ligadas à barra k . A matriz de admitância nodal e as equações 1 e 2 permitem deduzir as potências injetadas na barra, descritas pelas equações 7 e 8, que ditam as restrições de balanço de potência no SDEE. A dedução das equações podem ser encontradas em (MONTICELLI, 1983).

$$P_k = V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (7)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (8)$$

Como descrito anteriormente, dependendo do tipo de barra analisada, teremos os valores de dois das quatro variáveis de solução do problema. Assim, são necessários métodos iterativos para a solução do sistema de equações.

Já são bem definidas as formas de resolução desses sistemas. Em casos em que o sistema é altamente malhado, muito comum em sistemas de transmissão, se utilizam os métodos de Newton-Rapson (TINNEY; HART, 1967) e desacoplado rápido (STOTT; ALSAC, 1974).

Porém, para casos fracamente malhados, comum em SDEE, métodos alternativos de resolução do fluxo de potência são utilizados. Esses métodos não se propõem a resolver diretamente o sistema de equações, porém utilizam-se de algoritmos para obter as incógnitas do fluxo de potência, como o método de soma de correntes (SHIRMOHAMMADI et al., 1988) e soma de potências (CESPEDES, 1990).

A partir desses métodos, foram propostos outros que incluíam desbalanceamento: utilizando a matriz de admitância nodal (CHEN et al., 1991), utilizando uma abordagem desacoplada rápida (ZIMMERMAN; CHIANG, 1995), explicitando durante o método o cabo de neutro e aterramento (CIRIC; FELTRIN; OCHOA, 2003) e incluindo geração distribuída (KHUSHALANI; SOLANKI; SCHULZ, 2007).

3.1.2 Software de fluxo de potência - OpenDSS

A plataforma escolhida para a execução do fluxo de potência neste trabalho é o *Open Distribution System Simulator*, ou OpenDSS, por ser um software de código aberto e com ampla utilização em diversos trabalhos acadêmicos e em empresas. O método utilizado no OpenDSS define a existência de *Power Conversion Elements* (PCs), que são os elementos do sistema que injetam ou consomem potência (cargas, subestação, geradores distribuídos, SAEBS, etc.). A partir de um valor de tensão (V_n) inicial, é calculada uma corrente de compensação para cada PC para gerar o vetor I_{PC} conforme descrito na equação 9, sendo

n a iteração. O OpenDSS possui fácil integração com outras linguagens de programação, como o MATLAB e Python.

$$V_{n+1} = [Y_{nodal}]^{-1} I_{PC}(V_n) \quad n = 0, 1, 2, 3, \dots \text{ até convergir} \quad (9)$$

O OpenDSS realiza os cálculos de fluxo de potência utilizando modelos de barra, terminal, elementos de transporte de energia, elementos de conversão de energia e elementos de suporte. Através desses modelos, utilizando técnicas de decomposição da matriz de admitâncias nodais, o software soluciona o problema de fluxo de potência.

O OpenDSS é uma plataforma de simulação para SDEEs balanceados e desbalanceados (DUGAN; MCDERMOTT, 2011), que inclui modelos de GDs e Armazenadores de energia. O software possui os seguintes modos de simulação:

- Fluxo de potência instantâneo (*SnapShot*);
- Fluxo de potência temporal;
- Fluxo de potência harmônica;
- Análise Dinâmica;
- Estudo de curto circuitos.

Há duas formas de se utilizar o OpenDSS, a primeira é através da sua interface gráfica, na qual possui um ambiente de edição de código dos modelos dos SDEEs, configuração do modo de simulação e possibilidade de geração de gráficos a partir dos resultados da simulação. A segunda forma é utilizando um servidor *Component Object Model*, implementado a partir de uma *Dynamic-link library*, onde o OpenDSS pode ser controlado por várias plataformas diferentes, como o MATLAB e Python. Através da interface *Component Object Model*, o usuário é capaz de utilizar os resultados das simulações como valores de entrada para diversas aplicações, como otimizações, análise de impacto ou qualquer outro estudo que necessite dos dados de fluxo de potência de SDEEs.

3.2 Análise do perfil de tensão diário

A partir do fluxo de potência diário de um SDEE, ou seja, calcular o fluxo de potência em diversos instantes de tempo dentro das alterações previstas em um dia, é possível traçar o perfil de tensão diário de cada barra analisada. Assim, pode-se traçar um gráfico com os valores de tensão, tempo e o número da barra, sendo possível visualizar as variações de tensão de todas as barras do sistema.

Segundo Khuntia, Rueda e Meijden (2016), esse tipo de análise é classificada como de prazo médio, pois a estimativa de demanda, variações de tensão, cálculos de perdas,

estimativas de custos, alocação e dimensionamento de outros componentes são realizados de um ponto de vista diário com análises entre um dia e um ano.

Do ponto de vista da qualidade de energia elétrica, as variações de tensão verificadas nessas análises são classificadas como Variações de Tensão de Longa Duração (VTLDs). Segundo Dugan et al. (2002), as VTLDs são subdivididas em sobretensão e subtensão. Esses problemas da qualidade de energia geralmente ocorrem por variações de cargas e de GDs no sistema elétrico. A sobretensão é caracterizada quando o valor RMS de tensão atinge valores acima de 110% do valor nominal por mais de um minuto. Já a subtensão é caracterizada quando o valor RMS de tensão atinge valores abaixo de 90% do valor nominal por mais de um minuto. No Brasil, as normas regulatórias dizem que as tensões em regime permanente dos pontos de conexão com tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69kV devem estar entre 0,93 p.u. e 1,05 p.u., caso a tensão esteja fora desses limites a tensão deixa de ser considerada adequada. (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017). Entretanto, essa faixa de operação tende a se estreitar com o tempo, devido as diversas tecnologias de controle de tensão e medidas que vêm sendo implementadas nos SDEE. Portanto, neste trabalho, considera-se a faixa de 0,95 p.u. e 1,05 p.u. como sendo a faixa adequada e fora desta faixa, considera-se violação.

Segundo Bollen et al. (2010), apesar desses valores serem utilizados na maioria das normas internacionais de regulação de qualidade da energia elétrica, pesquisas nessa área não devem ser limitadas a esses parâmetros. Logo, para melhoria do perfil de tensão de um SDEE, são verificadas tanto as violações, quanto a variação diária da tensão, utilizando-se de índices que mensuram a dispersão da tensão diária por barra e penalizam as violações.

3.2.1 Violações de tensão

Desta forma, para avaliar as violações de tensão é criada a matriz χ binária, que mapeia as violações de tensão de cada barra do SDEE durante o período de análise, de acordo com a equação 10. Sendo V_t^k o valor de tensão da barra k no momento t , os valores de V_t^k são adquiridos através da resolução do problema de fluxo de potência para cada valor de t .

$$\chi_t^k = \begin{cases} 0 & \text{se } V_{MIN} \leq V_t^k \leq V_{MAX} \\ 1 & \text{se } V_t^k < V_{MIN} \text{ ou } V_t^k > V_{MAX} \end{cases} \quad (10)$$

Para cada barra do SDEE é verificada a quantidade de violações que ocorreram, somando-se os valores de χ durante o período de análise, de acordo com a equação 11. Sendo T_{set} o conjunto de tempo do período de análise.

$$N_{VIOL}^k = \sum_{t \in T_{set}} \chi_t^k \quad (11)$$

3.2.2 Picos e vales de tensão

Os picos e vales de tensão, ou seja, os menores e maiores valores de tensão que uma determinada barra atingiu durante o período de análise, são avaliados a partir do erro em relação a um valor de tensão de referência, neste caso é assumido 1 p.u. de valor de referência pois deseja-se que a tensão eficaz permaneça constante durante o período de análise. Esse erro é descrito pela equação 12, onde β e γ são valores de ponderamento que são ajustados de acordo com a severidade dos picos e vales do SDEE analisado.

$$Err^k = \beta|1 - \min(V_{t \in T_{set}}^k)| + \gamma|1 - \max(V_{t \in T_{set}}^k)| \quad (12)$$

3.2.3 Variação de tensão

Uma forma de mensurar e comparar a variação de tensão em todas as barras do sistema é utilizando o coeficiente de variação cv_k , considerando que esses valores de tensão estejam dispersos em relação à média diária. Esse coeficiente é calculado através da equação 13 (EVERITT; SKRONDAL, 2010), desta forma, quanto maior for o cv_k , maior é a variação de tensão na barra em relação à sua média. Sendo $\bar{v}_k$ a média aritmética dos valores de V_t^k em todo período de análise e T o último valor do período de análise.

$$cv_k = \frac{1}{\bar{v}_k} \sqrt{\frac{\sum_{t \in T_{set}} (V_t^k - \bar{v}_k)^2}{T}} \quad (13)$$

3.2.4 Índice geral

Com os índices avaliando os picos e vales, violações e variação de tensão para cada barra, um índice geral que analisa a melhoria do perfil de tensão para todo o SDEE é proposto na equação 14. Esse índice analisa todas as barras e agrega os valores ao índice CVG . Sendo Ω_S o conjunto com todos os números de barras do SDEE.

$$CVG = \sum_{k \in \Omega_S} cv_k + Err^k + N_{VIOL}^k \quad (14)$$

3.3 Modelo matemático do SAEB

O SAEB tem liberdade de atuação tanto para injeção, quanto para consumo de energia elétrica. Neste trabalho será modelado atuando como uma carga de potência constante ou como um gerador de potência constante. Como base, será utilizado o modelo de armazenador de energia genérico do OpenDSS (DUGAN; TAYLOR; MONTENEGRO, 2017), sendo adicionadas as características das baterias conforme as Tabelas 2 e 3.

As alterações no modelo de armazenador de energia genérico do OpenDSS, em relação ao modelo de impedância constante original, foram o acréscimo da taxa de auto-descarga

Figura 3: Representação do modelo de fluxo de potência do SAEB.

Fonte: Adaptado de Dugan, Taylor e Montenegro (2017).

da energia armazenada e a utilização do modelo de potência constante para perdas em paralelo. Essas alterações tornam o modelo mais próximo da realidade dos SAEBs, visto que se utilizam de informações da tecnologia da bateria.

Do ponto de vista do SDEE, pode-se formular a injeção e o consumo do SAEB de acordo com as equações 15, 16 e 17, com o SAEB podendo demandar ou injetar a energia armazenada com certo ângulo de fator de potência.

$$P_{SAEBt}^i = \lambda_t^i P_b^i f p^i - P_{loss}^i \quad (15)$$

$$Q_{SAEBt}^i = \lambda_t^i P_b^i \sqrt{1 - (f^i)^2} - Q_{loss}^i \quad (16)$$

$$\lambda_t^i = \begin{cases} \eta^i q_t^i & \text{se } q_t^i \geq 0 \\ \frac{1}{\eta^i} q_t^i & \text{se } q_t^i < 0 \end{cases} \quad (17)$$

Dado que i é o indicador de qual SAEB está sendo analisado, P_{SAEB} e Q_{SAEB} são respectivamente as potências ativa e reativa injetada/demandada pelo SAEB, λ é o coeficiente que indica a porcentagem em relação ao máximo que o PCS está atuando após a conversão, visto que $\lambda > 0$ indica o SAEB está injetando potência no SDEE (descarregando) e $\lambda < 0$ indica o SAEB está demandando potência no SDEE (carregando), q_t^i é a variável que indica a atuação do SAEB antes da conversão, η é a eficiência de conversão de energia, P_b é a potência nominal da bateria, $f p^i$ é o indicador de fator de potência (f.p.) que pode assumir valores entre -1 e 1, no qual o sinal indica o comportamento indutivo (negativo) ou capacitivo (positivo) quando o SAEB estiver injetando potência e o módulo indica o fator de potência que o PCS está atuando, P_{loss} e Q_{loss} são as perdas de potência ativa e reativa respectivamente.

Conforme pode ser visto na Figura 4, o *SoC* (estado de carga) de um SAEB sofre perdas tanto na conversão AC-CC, quanto na taxa de autodescarga. Desta forma, pode-se formular o *SoC* de acordo com a equação 18 e 19.

Figura 4: Exemplo de ciclo de carga e descarga de um SAEB.

Fonte: Adaptado de Alharbi e Bhattacharya (2018).

$$-\eta^i \leq \varrho_t^i \leq \frac{1}{\eta^i} \quad (18)$$

$$SoC_t^i = SoC_{t-1}^i - (\varrho_t^i P_b^i + l^i) \Delta t \quad (19)$$

Dado que t é o instante de tempo, SoC é o estado de carga, l é a taxa de autodescarga inserida no modelo (apesar de ser baixa na maioria das tecnologias de baterias) e assume-se que ϱ^i pode gerar um λ_t^i de -1 a 1.

Outra restrição inserida (equação 20) no modelo é o de limitação no SoC , que varia de acordo com o tipo de tecnologia utilizada. Essa restrição limita o quanto de energia pode ser armazenada ou injetada no SDEE dentro de um período de tempo. Sendo que SoC_{MIN} e SoC_{MAX} são respectivamente os limites mínimo e máximo de SoC .

$$SoC_{MIN}^i \leq SoC_t^i \leq SoC_{MAX}^i \quad (20)$$

Para que o SAEB não acumule energia no final dos períodos, podendo causar problemas de sobrecarregamento ou subcarregamento no SAEB no futuro, é adicionada a restrição descrita na equação 21. Essa restrição permite que o SAEB não dependa dos valores de períodos anteriores para prever sua atuação, sendo assim necessário apenas uma previsão. Desta forma, pode-se utilizar esse modelo matemático geral de SAEB em estudos que utilizam fluxo de potência, analisando sua influência no sistema.

$$SoC_T^i = SoC_0^i \quad (21)$$

3.3.1 Uma nova representação matricial das restrições de SoC

As restrições de SoC do SAEB podem ser equacionadas na forma matricial, essa abordagem é de interesse pois facilitará a visualização da linearidade na definição do problema e permitirá a utilização dessas matrizes nos métodos de otimização.

Desta forma são definidas as matrizes: Λ , que representa os valores de atuação dos SAEBs antes da conversão; $[1]_{(m,n)}$, que representa uma matriz de dimensão (m, n) composta apenas por valores unitários; L , que representa a taxa de autodescarga; $\overline{SoC}$, $\underline{SoC}$ e $S^{\circ}oC$, que representam respectivamente o limite superior, inferior e valor inicial do SoC ; e Γ , que representa a matriz triangular inferior de valores unitários que permite a soma acumulada de todos instantes analisados respeitando a influência do estado anterior da equação 19. Todas essas matrizes são descritas nas equações de 22 a 27.

$$\Lambda^i = \begin{bmatrix} \varrho_1^i \\ \vdots \\ \varrho_t^i \end{bmatrix} \quad (22)$$

$$L^i = l^i [1]_{[T,1]} \quad (23)$$

$$\overline{SoC}^i = SoC_{MAX}^i [1]_{(T-1,1)} \quad (24)$$

$$\underline{SoC}^i = SoC_{MIN}^i [1]_{(T-1,1)} \quad (25)$$

$$S^{\circ}oC^i = SoC_0^i [1]_{(T-1,1)} \quad (26)$$

$$\Gamma = \begin{bmatrix} 1 & 0 & \dots & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \ddots & & \vdots \\ \vdots & & 1 & 0 & 0 \\ 1 & \dots & \dots & 1 & 0 \end{bmatrix}_{(T-1,T)} \quad (27)$$

Esta nova modelagem descreve a matriz Γ que possui dimensões $(T-1, T)$, não completando uma matriz triangular inferior. Isto é feito pois a ultima linha de uma matriz triangular inferior representaria a equação para restrição do SoC no último momento, porém essa restrição já é satisfeita devido à equação 21 que garante que o estado de carga final seja o mesmo do inicial.

Utilizando essas matrizes, as equações 19, 20 e 21 pode-se chegar na restrição de SoC na forma matricial descrito nas equações 28 e 29.

$$\underline{SoC}^i \leq S^{\circ}oC^i - (P_b^i \Gamma \Lambda^i + \Gamma L^i) \leq \overline{SoC}^i \quad (28)$$

$$SoC_0^i - (P_b^i[1]_{(1,T)}\Lambda^i + [1]_{(1,T)}L^i) = SoC_0^i \quad (29)$$

O fator $P_b^i\Gamma\Lambda^i + \Gamma L^i$ da equação 28 representa o carregamento ou descarregamento de energia do SAEB de acordo com a atuação ϱ . Essa representação é possível pois a multiplicação matricial $\Gamma\Lambda^i$ realiza uma soma acumulativa das atuações do SAEB durante o período $T-1$, conforme dito anteriormente. No último instante, a restrição de igualdade 29 já garante que o SoC esteja dentro dos limites. Desta forma, é possível rearranjar a equação 28 de acordo com a equação 30, chegando até a equação 31.

Limite Superior	Limite Inferior
$S\circ C^i - (P_b^i\Gamma\Lambda^i + \Gamma L^i) \leq \overline{SoC}^i$	$\underline{SoC}^i \leq S\circ C^i - (P_b^i\Gamma\Lambda^i + \Gamma L^i)$
$-(P_b^i\Gamma\Lambda^i + \Gamma L^i) \leq \overline{SoC}^i - S\circ C^i$	$\underline{SoC}^i - S\circ C^i \leq -(P_b^i\Gamma\Lambda^i + \Gamma L^i)$
$-P_b^i\Gamma\Lambda^i - \Gamma L^i \leq \overline{SoC}^i - S\circ C^i$	$-\underline{SoC}^i + S\circ C^i \geq P_b^i\Gamma\Lambda^i + \Gamma L^i$
$-P_b^i\Gamma\Lambda^i \leq \overline{SoC}^i - S\circ C^i + \Gamma L^i$	$\frac{1}{P_b^i}(-\underline{SoC}^i + S\circ C^i - \Gamma L^i) \geq \Gamma\Lambda^i$
$-\Gamma\Lambda^i \leq \frac{1}{P_b^i}(\overline{SoC}^i - S\circ C^i + \Gamma L^i)$	$\Gamma\Lambda^i \leq \frac{1}{P_b^i}(-\underline{SoC}^i + S\circ C^i - \Gamma L^i)$

(30)

$$\begin{bmatrix} -\Gamma \\ \Gamma \end{bmatrix} \Lambda^i \leq \frac{1}{P_b^i} \begin{bmatrix} \overline{SoC}^i - S\circ C^i + \Gamma L^i \\ S\circ C^i - \underline{SoC}^i - \Gamma L^i \end{bmatrix} \quad (31)$$

O mesmo pode ser feito com a equação 29, rearranjando de acordo com equação 32, chegando na equação 33.

$$\begin{aligned} SoC_0^i - (P_b^i[1]_{(1,T)}\Lambda^i + [1]_{(1,T)}L^i) &= SoC_0^i \\ -(P_b^i[1]_{(1,T)}\Lambda^i + [1]_{(1,T)}L^i) &= 0 \\ P_b^i[1]_{(1,T)}\Lambda^i &= [1]_{(1,T)}L^i \\ [1]_{(1,T)}\Lambda^i &= \frac{-1}{P_b^i}[1]_{(1,T)}L^i \end{aligned} \quad (32)$$

$$[1]_{(1,T)}\Lambda^i = \frac{-1}{P_b^i}[1]_{(1,T)}L^i \quad (33)$$

Generalizando para um número B de SAEBs são descritas as equações 34 e 35.

$$\begin{bmatrix} -\Gamma & [0]_{(T-1,T)} & \cdots & [0]_{(T-1,T)} \\ \Gamma & [0]_{(T-1,T)} & \cdots & [0]_{(T-1,T)} \\ [0]_{(T-1,T)} & \ddots & \ddots & \vdots \\ \vdots & \cdots & \cdots & -\Gamma \\ [0]_{(T-1,T)} & \cdots & \cdots & \Gamma \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Lambda^1 \\ \vdots \\ \Lambda^B \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} \frac{1}{P_b^1} \begin{bmatrix} \overline{SoC}^1 - S\circ C^1 + \Gamma L^1 \\ S\circ C^1 - \underline{SoC}^1 - \Gamma L^1 \end{bmatrix} \\ \vdots \\ \frac{1}{P_b^B} \begin{bmatrix} \overline{SoC}^B - S\circ C^B + \Gamma L^B \\ S\circ C^B - \underline{SoC}^B - \Gamma L^B \end{bmatrix} \end{bmatrix} \quad (34)$$

$$\begin{bmatrix} [1]_{(1,T)} & [0]_{(1,T)} & \cdots & [0]_{(1,T)} \\ [0]_{(1,T)} & \ddots & & \vdots \\ \vdots & & \ddots & \vdots \\ [0]_{(1,T)} & \cdots & & [1]_{(1,T)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Lambda^1 \\ \vdots \\ \Lambda^B \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-1}{P_b^1} [1]_{(1,T)} & [0]_{(1,T)} & \cdots & [0]_{(1,T)} \\ [0]_{(1,T)} & \ddots & & \vdots \\ \vdots & & \ddots & \vdots \\ [0]_{(1,T)} & \cdots & & \frac{-1}{P_b^B} [1]_{(1,T)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} L^1 \\ \vdots \\ L^B \end{bmatrix} \quad (35)$$

Por conveniência, são definidas as matrizes expandidas constantes A_{SAEBs}^{ineq} , b_{SAEBs}^{ineq} , A_{SAEBs}^{eq} e b_{SAEBs}^{eq} de acordo com as equações de 36 a 39 e a matriz expandida de variável Λ^{SAEBs} de acordo com a equação 40 para todos os SAEBS instalados no SDEE.

$$A_{SAEBs}^{ineq} = \begin{bmatrix} -\Gamma & [0]_{(T-1,T)} & \cdots & [0]_{(T-1,T)} \\ \Gamma & [0]_{(T-1,T)} & \cdots & [0]_{(T-1,T)} \\ [0]_{(T-1,T)} & \ddots & \ddots & \vdots \\ \vdots & \cdots & \cdots & -\Gamma \\ [0]_{(T-1,T)} & \cdots & \cdots & \Gamma \end{bmatrix} \quad (36)$$

$$b_{SAEBs}^{ineq} = \begin{bmatrix} \frac{1}{P_b^1} \begin{bmatrix} \overline{SoC}^1 - S\circ C^1 + \Gamma L^1 \\ S\circ C^1 - \underline{SoC}^1 - \Gamma L^1 \end{bmatrix} \\ \vdots \\ \frac{1}{P_b^B} \begin{bmatrix} \overline{SoC}^B - S\circ C^B + \Gamma L^B \\ S\circ C^B - \underline{SoC}^B - \Gamma L^B \end{bmatrix} \end{bmatrix} \quad (37)$$

$$A_{SAEBs}^{eq} = \begin{bmatrix} [1]_{(1,T)} & [0]_{(1,T)} & \cdots & [0]_{(1,T)} \\ [0]_{(1,T)} & \ddots & & \vdots \\ \vdots & & \ddots & \vdots \\ [0]_{(1,T)} & \cdots & & [1]_{(1,T)} \end{bmatrix} \quad (38)$$

$$b_{SAEBs}^{eq} = \begin{bmatrix} \frac{-1}{P_b^1} [1]_{(1,T)} & [0]_{(1,T)} & \cdots & [0]_{(1,T)} \\ [0]_{(1,T)} & \ddots & & \vdots \\ \vdots & & \ddots & \vdots \\ [0]_{(1,T)} & \cdots & & \frac{-1}{P_b^B} [1]_{(1,T)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} L^1 \\ \vdots \\ L^B \end{bmatrix} \quad (39)$$

$$\Lambda_{SAEBs} = \begin{bmatrix} \Lambda^1 \\ \vdots \\ \Lambda^B \end{bmatrix} \quad (40)$$

Assim, pode-se representar as equações 34 e 35 conforme as equações 41 e 42. Essas equações descrevem de forma matricial as restrições de *SoC* para uma quantidade B de SAEBs, desta forma é possível observar que os coeficientes λ são restritos linearmente com o valores técnicos do SAEB dentro de um período T analisado.

$$A_{SAEBs}^{ineq} \Lambda_{SAEBs} \leq b_{SAEBs}^{ineq} \quad (41)$$

$$A_{SAEBs}^{eq} \Lambda_{SAEBs} = b_{SAEBs}^{eq} \quad (42)$$

3.4 Conceitos de otimização

Em sistemas elétricos de potência muitos problemas são equacionados como um problema de otimização matemática. E conforme descrito no capítulo 2, os problemas de alocação de SAEBs são descritos como tal, se fazendo necessário a explanação de conceitos básicos sobre a teoria de otimização e métodos de solução.

Otimização é o ramo da matemática que busca, através de métodos exatos e não exatos, os pontos de máximo e mínimo de equações sujeitas ou não às restrições. Segundo Rao (2009), o equacionamento geral de um problema de otimização buscando o valor mínimo de uma função, pode ser descrito de acordo com a equação 43.

$$\begin{aligned} \min \quad & f(\mathbf{x}) \\ \text{s. a.:} \quad & g_i(\mathbf{x}) = 0, \quad i = 1, \dots, m \\ & h_i(\mathbf{x}) \leq 0, \quad i = 1, \dots, p \\ & lb \leq \mathbf{x} \leq ub \end{aligned} \quad (43)$$

Dado que $\mathbf{x}$ é um vetor com n dimensões, $f(\mathbf{x})$ é chamada de função objetivo, $g_i(\mathbf{x})$ e $h_i(\mathbf{x})$ são respectivamente as restrições de igualdade e desigualdade, lb e ub são respectivamente as restrições de caixa. O número de variáveis n e o número de restrições m e p não precisam ser relacionados necessariamente. Uma outra forma de representar um problema de otimização é subdividindo as restrições em lineares e não lineares, como descrito na equação 44.

$$\begin{aligned} \min \quad & f(\mathbf{x}) \\ \text{s. a.:} \quad & A_{eq} \mathbf{x} = b_{eq} \\ & A_{ineq} \mathbf{x} \leq b_{ineq} \\ & s_i(\mathbf{x}) = 0, \quad i = 1, \dots, m \\ & w_i(\mathbf{x}) \leq 0, \quad i = 1, \dots, p \\ & lb \leq \mathbf{x} \leq ub \end{aligned} \quad (44)$$

Nos quais A_{eq} e A_{ineq} são respectivamente as matrizes que representam restrições lineares de igualdade e desigualdade, b_{eq} e b_{ineq} são respectivamente os vetores que representam

os termos independentes das restrições lineares de igualdade e desigualdade, $s_i(\mathbf{x})$ e $w_i(\mathbf{x})$ são respectivamente as restrições não lineares de igualdade e desigualdade.

Toda restrição linear de desigualdade, pode se tornar uma de igualdade quando adicionado variáveis de folga. Esse método pode elevar o número de variáveis do problema, porém alguns algoritmos só conseguem trabalhar com essas restrições.

Dependendo das características da função objetivo e das restrições, um problema de otimização pode ser solucionado utilizando diversas estratégias de otimização, dentre elas vale 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.

Os problemas de PNLI com funções não convexas, muitas vezes não possuem algoritmos exatos que garantem a convergência para a solução ótima pela inviabilidade da obtenção de derivadas. Desta forma, muitos problemas acabam sendo resolvidos utilizando-se de métodos heurísticos ou de busca padrão. Porém, esses métodos sofrem com a dificuldade de lidar com restrições. Na maioria das vezes, quando não é possível tratar as restrições nas operações dos métodos não exatos, é utilizado o método da penalidade, descrito em Yenaiy (2005). Esse método consiste em adicionar um valor de penalização na função objetivo à soluções que não respeitem as restrições do problema. Apesar de ser uma boa forma de tratar as restrições de inequação, causa grandes dificuldades na convergência para soluções factíveis em problemas que possuam restrições de igualdade.

3.5 Modelagem do problema de alocação e atuação do SAEB

Como pode ser observado nas equações 7 e 8, os valores de tensão das barras em análise dependem da quantidade de potência que está sendo injetada ou demandada naquela barra e nas barras interligadas. Do ponto de vista do SDEE, os SAEBs atuam tanto como uma geração quanto uma carga dentro de um período de análise, logo, deseja-se encontrar qual o melhor local para que melhore o perfil de tensão das barras do SDEE durante a sua atuação. Desta forma, o *CVG* (equação 14) se torna dependente de em quais barras e como os SAEB estão atuando dentro de um período T .

Para a modelagem do problema, define-se o conjunto de barras J_{SAEB} (equação 45), na qual estão os números das barras (j) em que um número B de SAEBs estão instalados. Sendo Ω_b o conjunto com todos os números de barras possíveis de alocação dos SAEBs.

$$J_{SAEBs} = \begin{bmatrix} j^1 \\ \vdots \\ j^B \end{bmatrix}, \quad j^1, \dots, j^B \in \Omega_b \quad (45)$$

Como a influência do SAEB na tensão do SDEE depende também do fator de potência em que está atuando, define-se o conjunto de indicadores de fator de potência F_{SAEBs} dos SAEBs de acordo com a equação 46. O fator de potência de cada SAEB é fixo durante o período de análise, isso ocorre devido a uma limitação no OpenDSS.

$$F_{SAEBs} = \begin{bmatrix} fp^1 \\ \vdots \\ fp^B \end{bmatrix} \quad (46)$$

Assim, pode-se definir o problema geral de alocação e atuação de SAEBs para melhoria do perfil de tensão de acordo com a equação 47, descrita pelas restrições: matriciais de *SoC* descritas anteriormente (lineares), de fluxo de potência (não-lineares), de valores de tensão (desigualdade não descrita diretamente pelas variáveis de projeto), do fator de potência e de atuação do SAEB.

$$\begin{aligned} \min \quad & CVG(J_{SAEBs}, F_{SAEBs}, \Lambda_{SAEBs}) \\ \text{s. a.:} \quad & A_{SAEBs}^{ineq} \Lambda_{SAEBs} \leq b_{SAEBs}^{ineq} \\ & A_{SAEBs}^{eq} \Lambda_{SAEBs} = b_{SAEBs}^{eq} \\ & P_k^t = V_k^t \sum_{m \in \Omega_k} V_m^t (G_{km} \cos \theta_{km}^t + B_{km} \sin \theta_{km}^t) \\ & Q_k^t = V_k^t \sum_{m \in \Omega_k} V_m^t (G_{km} \sin \theta_{km}^t - B_{km} \cos \theta_{km}^t) \\ & V_{MIN} \leq V_k^t \leq V_{MAX} \\ & -1 \leq fp^i \leq 1 \\ & -\eta^i \leq \varrho_t^i \leq \frac{1}{\eta^i} \\ & j^i \in \Omega_b \\ & k \in \Omega_S \\ & t = 1, \dots, T \\ & i = 1, \dots, B \end{aligned} \quad (47)$$

Como é possível observar, a função objetivo da equação 47 necessita do cálculo de fluxo de potência no período T para adquirir os valores de tensão, para então tratar utilizando o índice CVG , tornando difícil a utilização de derivadas da função objetivo. Neste caso, a utilização de métodos exatos para a otimização desse tipo de problema torna-se dificultoso. Além disso, esse problema se caracteriza como um PNLI (as barras são variáveis inteiras e o fator de potência e a atuação são variáveis contínuas) não convexo devido as possibilidades de alocação dos SAEB, neste caso a utilização de métodos meta-heurísticos para a resolução torna-se viável.

Metodologia proposta

Em razão da formulação dos problemas descritos anteriormente, este capítulo é dedicado a explicar sobre os métodos de otimização utilizados para o desenvolvimento de um algoritmo meta-heurístico, baseado em um híbrido entre EPSO modificado e *Pattern Search* (PS), que seja capaz de tratar restrições lineares de igualdade e desigualdade descritas pelas variáveis de projeto (J_{SAEBs} , F_{SAEBs} , Λ_{SAEBs}) da equação 47 sem a utilização de penalidade, bem como os detalhes do algoritmo desenvolvido. Para tanto, são descritos os algoritmos básicos dos métodos PS, PSO e EPSO, pois, o entendimento desses algoritmos, suas limitações e características são cruciais para justificar e provar as alterações propostas.

Em seguida é desenvolvida e demonstrada matematicamente uma nova modificação no PSO/EPSO, garantindo uma busca que permanece sempre na região factível para qualquer problema de otimização, com função objetivo de variáveis contínuas e restrições lineares descritas pelas variáveis de projeto. Essa garantia é realizada através da utilização de variáveis de folga e inicialização das posições e velocidades junto com um ajuste do deslocamento das partículas através da multiplicação por um escalar.

Apesar da limitação no fator aleatório da busca via PSO, é possível observar que o PSO/EPSO modificado desenvolvido nessa pesquisa expande a utilização de algoritmos meta-heurísticos em problemas com restrições de igualdade descritos pelas variáveis de projeto, que muitas vezes dificultam a convergência desses diversos algoritmos e suas variações encontradas na literatura, podendo até tornar a sua solução inviável.

Finalmente, é desenvolvido um híbrido entre o EPSO modificado e PS para tratar especificamente o problema da alocação e atuação do SAEB, sem a utilização de penalidades na atuação, fator de potência e alocação, auxiliando na convergência desse algoritmo para uma boa solução do problema descrito na equação 47. São demonstrados também os dados necessários para a modelagem e a resolução do problema utilizando os algoritmos propostos.

4.1 Métodos de otimização utilizados

Nesta seção são descritos os métodos de otimização que foram utilizados como base, de forma a se obter um embasamento teórico para o desenvolvimento do método proposto nessa pesquisa. O entendimento desses algoritmos permite que as garantias de busca dentro da região factível do método proposto sejam posteriormente provadas matematicamente.

4.1.1 *Pattern Search* - PS

Segundo Rao (2009), o método PS (HOOKE; JEEVES, 1961) é classificado como um método sem a utilização de derivadas da função objetivo. Este método busca encontrar valores melhores que o atual através de direções D_p (onde p é o índice da direção) e um coeficiente de passo.

Avalia-se as soluções para todas as direções, se para alguma direção for encontrado uma solução melhor, o valor de κ é aumentado evitando mínimos locais, caso não for encontrado melhor solução, o valor de κ é reduzido buscando melhores soluções próximas da atual. O valor da melhor solução x_{best} se altera de acordo com as equações 48 e 49.

$$x_{it+1} = x_{it}^{best} + \kappa_{it} D_p \quad (48)$$

$$x_{it+1}^{best} = \begin{cases} x_{it+1}, & \text{se } f_{obj}(x_{it+1}) \geq f_{obj}(x_{it}^{best}) \\ x_{it}^{best}, & \text{outro caso} \end{cases} \quad (49)$$

As estratégias de variação de κ_{it} , bem como o desenvolvimento do algoritmo não é o objetivo desta pesquisa, desta forma, detalhes do método podem ser observados em Hooke e Jeeves (1961).

Para o caso com restrições lineares, a seleção do padrão e tamanho do passo na iteração podem tornar o x_{i+1} infactível. Dessa forma, alguns estudos sobre como manter os passos e direções foram propostos para que seja mantido a factibilidade durante o processo de otimização. Os trabalhos que se destacam no desenvolvimento desse método são o de Lewis e Torczon (2000), que generalizaram o método para restrições lineares provando sua convergência, bem como o de Ferreira (2017) que acrescentou a alteração no tamanho do passo e desenvolveu um método para tratar funções com ruídos utilizando o *Implicit Filtering Algorithm*.

Apesar de fácil implementação, o PS possui grandes problemas com mínimos locais, devido a sua busca ser restrita às direções e ao tamanho do passo. Porém, esse algoritmo possui propriedades que podem ajudar outros métodos na sua aplicação para refinação em regiões próximas à solução ótima.

Utilização na metodologia proposta

No método o PS é utilizado para a refinação da solução ótima de outros algoritmos, o valor de κ_{it} é reiniciado toda vez que o algoritmo principal encontra uma solução que altere consideravelmente o valor da função objetivo. Durante a iteração do PS é descartada as soluções que não respeitem as restrições de caixa, mantendo-as sempre dentro do espaço das restrições de igualdade e desigualdade através das direções baseadas no núcleo da matriz de restrições lineares. Mais detalhes sobre a escolha das direções será descrito na seção 4.3.

4.1.2 Particle Swarm Optimization - PSO

O PSO (KENNEDY; EBERHART, 1995) é um método de otimização meta-heurístico, inicialmente inspirado no comportamento de grupo de pássaros. Esse algoritmo utiliza conceitos de comunicação entre as partículas e de inércia de movimentos para buscar as soluções ótimas de um problema. Sua implementação depende apenas de duas equações que descrevem a influência da comunicação entre as partículas e da memória da partícula (equação 50) com o movimento da partícula em certa direção (equação 51).

$$v_i^{novo} = wv_i + \phi_1 U_{(0,1)}(p_l - x_i) + \phi_2 U_{(0,1)}(p_g - x_i) \quad (50)$$

$$x_i^{novo} = x_i + v_i^{novo} \quad (51)$$

Sendo v_i a representação da velocidade da partícula i , w o coeficiente de inércia devido a velocidade anterior, p_l o melhor valor obtido pela partícula durante todas as iterações que já ocorreram, p_g o melhor valor obtido ente todas as partículas durante todas as iterações que já ocorreram, $U_{(0,1)}$ um número aleatório uniformemente distribuído entre $[0, 1]$, ϕ_1 e ϕ_2 dois números positivos e x_i a posição da partícula. A iteração entre partículas pode ser visto na Figura 5.

O algoritmo do PSO se inicia através de valores aleatórios de posições da partícula, onde cada partícula é avaliada e tem suas posições alteradas pelas velocidades, o pseudo-código pode ser visto no Algoritmo 1. Sendo i_{max} o número de iterações máximas, N_p o número de partículas, X^0 a matriz com as posições das partículas e V^0 a matriz com as velocidades das partículas.

Figura 5: Influência na partícula.

Fonte: Próprio Autor.

Algoritmo 1 PSO básico

```

1: Entrada:  $i_{max}$ ,  $w$ ,  $\phi_1$ ,  $\phi_2$ ,  $N_p$ 
2: Saída:  $p_g$ 
3:  $X^0 =$  Gera as posições das partículas()
4:  $V^0 =$  Gera as velocidades das partículas()
5: enquanto  $i < i_{max}$  faça
6:    $A_p =$  Avalia as partículas ( $X^0$ )
7:    $p_g =$  Armazena a melhor posição global( $A_p$ )
8:   para  $i \leftarrow 1$  até  $N_p$  faça
9:      $p_i =$  Armazena a melhor posição local( $A_p$ )
10:  fim para
11:   $X^0, V^0 =$  Altera as posições e velocidades( $X^0, V^0, w, \phi_1, \phi_2$ )
12:   $i = i + 1$ 
13: fim enquanto

```

No contexto das variações no PSO, vale citar os trabalhos de Angeline (1998) e Miranda e Fonseca (2002), que propuseram a utilização de processos evolutivos em conjunto com o PSO e demonstraram que para alguns problemas voltados a sistemas elétricos de potência esses algoritmos possuem vantagens em relação ao método tradicional. Em Zhang e Xie (2003) e Kannan et al. (2004) é proposto um híbrido entre o PSO com um operador diferencial evolutivo (STORN; PRICE, 1997). No primeiro trabalho o operador é utilizado para evitar que p_g caia em um mínimo local e no segundo trabalho para encontrar melhores parâmetros para o PSO. Outras variações e aplicações do PSO podem ser encontradas em Poli, Kennedy e Blackwell (2007) e Valle et al. (2008).

Como pode ser observado nas equações 50 e 51, todos os deslocamentos nas partículas realizadas no PSO são operações lineares, essa propriedade pode garantir que a posição da partícula se mantenha na região factível em problemas com restrições lineares. No

trabalho de Paquet e Engelbrecht (2003) é demonstrado uma forma de manter as partículas na região factível de restrições de igualdade, porém requer que todas as partículas se iniciem com velocidade nula, o que dificulta a busca. No trabalho de Monson e Seppi (2005) é mantido a região de factibilidade através do mapeamento homomórfico da matriz de restrições lineares, porém é necessário o cálculo de uma inversa para cada movimentação da partícula, e no caso dessa matriz ser esparsa, pode causar diversos problemas numéricos. Devido a isso, na subseção 4.2 será desenvolvido um método que necessita apenas do cálculo da matriz de espaço nulo das equações de restrições e a resolução de um sistema de equação linear para garantir a factibilidade de restrições de caixa.

Evolutionary Particle Swarm Optimization - EPSO

Especificamente, a variação EPSO (MIRANDA; FONSECA, 2002) traz vantagens na convergência do algoritmo pela inserção do fator de mutação nos coeficientes w , ϕ_1 , ϕ_2 e p_g . Para evitar mínimos locais é adicionado a variável binária Ψ que pode descartar a influência de p_g em algumas interações. As alterações são descritas nas equações de 52 a 58.

$$w' = w + \tau N_{(0,1)} \quad (52)$$

$$\phi'_1 = \phi_1 + \tau N_{(0,1)} \quad (53)$$

$$\phi'_2 = \phi_2 + \tau N_{(0,1)} \quad (54)$$

$$p'_g = p_g + \tau' N_{(0,1)} \quad (55)$$

$$\Psi = \begin{cases} 1 & \text{se } \rho > U_{(1,0)} \\ 0 & \text{outro caso} \end{cases} \quad (56)$$

$$v_i^{novo} = w'v_i + \phi'_1 U_{(0,1)}(p_i - x_i) + \Psi[\phi'_2 U_{(0,1)}(p'_g - x_i)] \quad (57)$$

$$x_i^{novo} = x_i + v_i^{novo} \quad (58)$$

Dado que $N_{(0,1)}$ é um número aleatório normalmente distribuído com média igual a 0 e variância igual a 1, τ e τ' são parâmetros de aprendizado que podem ser fixos ou dinâmicos dependendo da estratégia e ρ é a probabilidade de influência de p_g geralmente acima de 70%. Nessa abordagem é comum atribuir limites para w' , ϕ'_1 e ϕ'_2 entre $[0,1]$.

Apesar da variável binária Ψ ser inserida na equação, as operações que geram v_i^{novo} continuam sendo lineares, não perdendo as propriedades que essas operações possuem.

PSO/EPSo para problemas inteiros

Como é possível observar nas equações de 50 a 58, o PSO/EPSo são métodos de otimização voltados para variáveis contínuas, devido aos processos de soma e multiplicação de valores aleatórios às soluções em seus processos de busca. Devido a isso, Kennedy e Eberhart (1997) apresentaram um algoritmo PSO para problemas discretos, este método utiliza-se de uma função sigmoide que decide se a partícula irá ou não realizar a alteração de sua posição.

Outra abordagem é o arredondamento, no qual as variáveis inteiras são tratadas como contínuas e é realizado um arredondamento para a variável discreta mais próxima. Essa abordagem é de fácil implementação e pode apresentar bons resultados, sendo essa a escolhida neste trabalho para tratar as variáveis inteiras.

Utilização na metodologia proposta

O EPSo é utilizado como algoritmo de otimização principal da alocação e atuação do SAEb (equação 47), por conta de suas características lineares nas alterações das soluções durante a otimização. Mais detalhes de sua utilização são descritos na seção 4.3.

4.2 Alteração proposta no PSO/EPSo

A fim de se tratar as restrições lineares sem a utilização de penalidade no PSO, vamos considerar o problema de otimização com uma função objetivo qualquer de variáveis contínuas e apenas com restrições lineares (equação 59).

$$\begin{aligned}
 \min \quad & f(\mathbf{x}) \\
 \text{s. a.:} \quad & A_{eq}\mathbf{x} = b_{eq} \\
 & A_{ineq}\mathbf{x} \leq b_{ineq} \\
 & lb \leq \mathbf{x} \leq ub
 \end{aligned} \tag{59}$$

Primeiramente deve-se converter todas as restrições de desigualdade para restrições de igualdade utilizando-se de variáveis de folga, todas as variáveis de folga ficam restritas à valores maiores que 0 da mesma forma como é feita no algoritmo Simplex. Tornando o problema de otimização na forma descrita na equação 60.

$$\begin{aligned}
 \min \quad & f(\mathbf{x}') \\
 \text{s. a.:} \quad & A'_{eq}\mathbf{x}' = b'_{eq} \\
 & lb' \leq \mathbf{x}' \leq ub'
 \end{aligned} \tag{60}$$

Sendo $\mathbf{x}'$ o vetor com as variáveis da função objetivo junto com as variáveis de folga (Equação 61). A'_{eq} , b'_{eq} , lb' e ub' são as novas matrizes de restrição da otimização após a inserção das variáveis de folga.

$$\mathbf{x}' = \begin{bmatrix} \mathbf{x} \\ \mathbf{x}_{folga} \end{bmatrix} \quad (61)$$

Essa abordagem pode parecer contra-intuitiva, visto que meta-heurísticas possuem problemas com essas restrições além do aumento do número de variáveis do problema. Porém, na subseção a seguir são demonstradas as condições para que o $\mathbf{x}'$ sempre permaneça na região factível de igualdade durante a busca realizada pelo PSO.

4.2.1 Condições de permanência na região factível de igualdade

Observando as equações 51 e 50 que realizam a busca durante o PSO, x_i^{novo} permanece na região factível desde que: v_i não faça a partícula se deslocar para fora da região factível (equação 62); as partículas x_i serem inicializadas respeitando as restrições de igualdade (equação 63); w_{in} , ϕ_1 , ϕ_2 serem valores constantes a cada iteração. Para isso define-se: Φ como o conjunto dos índices de cada partícula e m' a cardinalidade de $\mathbf{x}'$.

$$A'_{eq}v_i = [0]_{(1,m')}, \forall i \in \Phi \quad (62)$$

$$A'_{eq}p_g = A'_{eq}p_i = A'_{eq}x_i = b'_{eq}, \forall i \in \Phi \quad (63)$$

Vale salientar que a equação 63 não significa que os valores de p_g , p_i e x_i sejam iguais e sim que sua multiplicação por A'_{eq} seja igual a b'_{eq} , isso é possível pois A'_{eq} é uma matriz de coeficientes de um sistema linear não determinado, podendo obter várias soluções, do contrário o problema de otimização teria apenas uma ou nenhuma solução.

Se isso ocorrer pode-se provar que x_i^{novo} sempre permanecerá dentro da região factível, conforme é demonstrado nas equações 64 e 65.

$$\begin{aligned} A'_{eq}v_i^{novo} &= A'_{eq}[wv_i + \phi_1 U_{(0,1)}(p_i - x_i) + \phi_2 U_{(0,1)}(p_g - x_i)] \\ A'_{eq}v_i^{novo} &= wA'_{eq}v_i + \phi_1 U_{(0,1)}(A'_{eq}p_i - A'_{eq}x_i) + \phi_2 U_{(0,1)}(A'_{eq}p_g - A'_{eq}x_i) \\ A'_{eq}v_i^{novo} &= w[0]_{(1,m')} + \phi_1 U_{(0,1)}(b'_{eq} - b'_{eq}) + \phi_2 U_{(0,1)}(b'_{eq} - b'_{eq}) \\ A'_{eq}v_i^{novo} &= w[0]_{(1,m')} + \phi_1 U_{(0,1)}[0]_{(1,m')} + \phi_2 U_{(0,1)}[0]_{(1,m')} \\ A'_{eq}v_i^{novo} &= [0]_{(1,m')} \end{aligned} \quad (64)$$

$$\begin{aligned} A'_{eq}x_i^{novo} &= A'_{eq}(x_i + v_i^{novo}) \\ A'_{eq}x_i^{novo} &= A'_{eq}x_i + A'_{eq}v_i^{novo} \\ A'_{eq}x_i^{novo} &= b'_{eq} + [0]_{(1,m')} \\ A'_{eq}x_i^{novo} &= b'_{eq} \end{aligned} \quad (65)$$

Todas essas verificações valem para o EPSO, com exceção da equação 55. Assim, essa expressão é substituída pela equação 66, mantendo a mutação sem perder a factibilidade da região de igualdade.

$$p'_g = p_g + \tau' N_{(0,1)} v_i \quad (66)$$

Assim, inicializando as velocidades e as posições de maneira que se mantenha as igualdades 62 e 63, a busca realizada pelo PSO não fará com que as posições fujam da região factível de igualdade. Na subseção a seguir é demonstrado o algoritmo para a inicialização das velocidades e posição das partículas.

4.2.2 Inicialização das velocidades e posição das partículas

Para a inicialização das velocidades é necessário definir que a matriz A'_{eq} é uma transformação linear $\mathbf{R}^{m'} \rightarrow \mathbf{R}^n$, no qual n é a cardinalidade do vetor b'_{eq} . Logo, é possível encontrar o núcleo de A'_{eq} definido como $\ker(A'_{eq}) = \{\mathbf{v} \in V \mid A'_{eq}\mathbf{v} = [0]_{(1,n)}\}$. Desta forma, V é composto por todos os $\mathbf{v}$ linearmente independentes que ao se multiplicar por A'_{eq} retorna o vetor nulo.

Os vetores $\mathbf{v}$ ou combinações lineares deles podem ser utilizados como as velocidades iniciais v_i da busca realizada pelo PSO. Logo, a condição da equação 62 é respeitada. Desta forma, o Algoritmo 2 demonstra como se utilizar os vetores $\mathbf{v}$ para inicializar as velocidades. No qual $U_{[1,\gamma]}^{int}$ é um número aleatório inteiro uniformemente distribuído entre $[1, \gamma]$.

Algoritmo 2 Inicialização das Velocidades

```

1: Entrada:  $A'_{eq}$ ,  $N_p$ 
2: Saída:  $V^0$ 
3:  $V = \ker(A'_{eq})$ 
4:  $\gamma = \text{Tamanho}(V)$ 
5: para  $i \leftarrow 1$  até  $N_p$  faça
6:    $ind_1 = U_{[1,\gamma]}^{int}$ 
7:    $ind_2 = U_{[1,\gamma]}^{int}$ 
8:    $\beta_1 = U_{(-1,1)}$ 
9:    $\beta_2 = U_{(-1,1)}$ 
10:   $V_i^0 = \beta_1 \mathbf{v}_{ind_1} + \beta_2 \mathbf{v}_{ind_2}$ 
11: fim para
```

A inicialização das posições das partículas pode ser realizada através de uma solução inicial x^0 somada com $\alpha\beta\mathbf{v}$, como demonstra o algoritmo 3. O valor de α garante a região factível de caixa que será discutida na subseção a seguir.

Algoritmo 3 Inicialização das posições

```

1: Entrada:  $A'_{eq}$ ,  $N_p$ ,  $x^0$ 
2: Saída:  $X^0$ 
3:  $V = \ker(A'_{eq})$ 
4:  $\gamma = \text{Tamanho}(V)$ 
5: para  $i \leftarrow 1$  até  $N_p$  faça
6:    $ind = U_{[1,\gamma]}^{int}$ 
7:    $\beta = U_{(-1,1)}$ 
8:    $X_i^0 = x^0 + \alpha\beta\mathbf{v}_{ind}$ 
9: fim para

```

A solução inicial factível x^0 fica por escolha do usuário, porém, é comum que seja difícil a definição desta solução, logo foi utilizada a resolução do problema descrita na equação 67 para a definição. Essa solução busca os menores valores possíveis para $\mathbf{x}'$. Esse problema é facilmente solucionado utilizando-se o algoritmo Simplex.

$$\begin{aligned}
& \min \quad \sum \mathbf{x}' \\
& \text{s. a.:} \quad A'_{eq}\mathbf{x}' = b'_{eq} \\
& \quad \quad lb' \leq \mathbf{x}' \leq ub'
\end{aligned} \tag{67}$$

A abordagem tratada aqui sempre mantém os valores de x_i na região factível de igualdade durante a busca do PSO. Porém, nada garante que durante a busca os valores de x_i permaneçam na região de caixa restrita pelos vetores lb' e ub' . Na subseção a seguir é demonstrado um método para a permanência na região factível de caixa.

4.2.3 Permanência na região factível de caixa

A utilização do $\ker(A'_{eq})$ para as restrições de igualdade impede a abordagem clássica de permanência na região factível de caixa (levar a coordenada da posição que excedeu os limites para seu valor máximo ou mínimo), pois essa alteração pode resultar na quebra da condição de permanência na região factível de igualdade (equação 63). Porém, é possível encontrar um escalar α para v_i que mantém a partícula x_i^{novo} dentro da região factível de igualdade e de caixa, visto que a multiplicação por um escalar não afeta a condição da equação 62.

Sendo assim, é de interesse encontrar um escalar α que mantenha a factibilidade caso seja gerada uma partícula fora das restrições de caixa durante o processo de otimização. Esse escalar multiplica o vetor que realizará o deslocamento da posição da partícula caso a nova posição esteja fora da região de caixa ao realizar o deslocamento de rotina. A influência desse fator no deslocamento da partícula é demonstrado na Figura 6.

Figura 6: Influência de α no deslocamento.

Fonte: Próprio Autor.

Desta forma, quando o deslocamento v_i^{novoo} torna x_i^{novoo} infactível, é solucionado o problema descrito no algoritmo 4 para se encontrar um deslocamento possível dentro da região factível que respeite a direção indicada pelo PSO, já que nessas condições há pelo menos um α que torne x_i^{novoo} factível ($\alpha = 0$). O α encontrado deve respeitar os limites de $0 \leq \alpha \leq 1$ representando um deslocamento proporcional ao módulo de v_i .

Algoritmo 4 Cálculo de α

- 1: **Entrada:** $lb', ub', v_i^{novoo}, x_i$
  - 2: **Saída:** α
  - 3: $\alpha = 0$
  - 4: $t_u = \frac{ub' - x_i}{v_i^{novoo}}$
  - 5: $t_l = \frac{lb' - x_i}{v_i^{novoo}}$
  - 6: $T = \text{concatenar } t_u \text{ com } t_l$
  - 7: **para** $i \leftarrow 1$ **até** tamanho de T **faça**
  - 8:   **se** $0 \leq T_i \leq 1$ **e** $x_i + \alpha v_i^{novoo}$ **for factível** **então**
  - 9: $\alpha = T_i$
  - 10:   **fim se**
  - 11: **fim para**
-

Com todas as restrições sendo respeitadas, o algoritmo geral de otimização é descrito na subseção a seguir.

4.2.4 Algoritmo Geral

O Algoritmo 5 descreve o PSO/EPSo modificado proposto nessa pesquisa. As alterações na forma de gerar as velocidades e posições iniciais a partir da matriz A'_{eq} junto com o cálculo de α garantem a permanência das soluções nas restrições lineares do problema de otimização. As alterações em relação ao PSO/EPSo clássico são resumidamente:

- Inserir variáveis de folga, tal que essas variáveis sejam restritas a serem valores positivos ou zero;
- Gerar A'_{eq} , b'_{eq} , lb' e ub' a partir da inserção de variáveis de folga;
- Gerar as posições iniciais a partir de uma solução factível, realizando combinações lineares com os vetores de $\ker(A'_{eq})$ e calculando α quando necessário;
- Gerar as velocidades iniciais a partir de combinações lineares com os vetores de $\ker(A'_{eq})$;
- Quando necessário, realizar o deslocamento da posição da partícula calculando α e rotacionando a velocidade para próxima iteração;
- Caso o deslocamento seja utilizado o EPSo, a mutação de p_g deve ser realizada de acordo com a equação 66.

Algoritmo 5 PSO/EPSo modificado

```

1: Entrada:  $it_{max}, w, \phi_1, \phi_2, N_p, A, b, A_{eq}, b_{eq}$ 
2: Saída:  $p_g$ 
3: Gera  $A'_{eq}, b'_{eq}, lb'$  e  $ub'$  incluindo variáveis de folga
4: Gera  $V^0$  e  $X^0$  ▷ Algoritmos 2 e 3
5: para  $it \leftarrow 1$  até  $it_{max}$  faça
6:   Avalia  $X^0$ 
7:   Armazena  $p_g$  e  $p_l$ 
8:   para  $i \leftarrow 1$  até  $N_p$  faça
9:     Calcula  $v_i^{novo}$  ▷ PSO (equação 50)/EPSo (equação 57) com a equação 66
10:    se  $x_i + v_i^{novo}$  violar caixa então
11:      Calcula  $\alpha$  ▷ Algoritmo 4
12:       $x_i^{novo} = x_i + \alpha v_i^{novo}$ 
13:       $v_i^{novo} = (1 - \alpha)v_i^{novo}$  ▷ Rotação de  $v_i^{novo}$ 
14:    senão
15:       $x_i^{novo} = x_i + v_i^{novo}$ 
16:    fim se
17:  fim para
18: fim para

```

Neste método, variáveis inteiras podem ser tratadas da mesma forma que são tratadas em outras variantes do PSO/EPSo. Sendo necessário apenas adicionar as devidas variáveis de folga, restrições lineares e de caixa. Caso seja possível extrair outras informações de direções para as partículas durante o processo de busca (como o gradiente da função objetivo), deve-se verificar se o acréscimo dessa nova informação não irá gerar novas partículas fora das restrições lineares, pois, se isso ocorrer, o algoritmo aqui descrito não pode garantir a busca na região factível.

4.3 Abordagem com EPSO/PS modificado para alocação e atuação do SAEB

Para a alocação e atuação do SAEB é utilizado um híbrido do EPSO modificado (Algoritmo 5) com PS. Uma iteração baseada em PS é utilizada para o refinamento das soluções p_g a cada iteração. As restrições de fluxo de potência são respeitadas, através do software OpenDSS (seção 3.1.2) que retorna os valores de V_k^t . As outras restrições lineares são respeitadas pelo EPSO/PS modificado descrito anteriormente.

Como as buscas do EPSO modificado já garantem que as soluções não saiam da região factível, o PS também deve garantir que as soluções não se tornem infactíveis. Desta forma, as direções (D) do PS são descritas pela equação 68, logo podemos definir o refinamento de p_g a cada iteração de acordo com o Algoritmo 6. Vale lembrar que as variáveis de projeto são o vetor $[\Lambda_{SAEBs}, F_{SAEB}, J_{SAEB}]$, logo deve-se incluir o valor nulo nas posições referentes ao fator de potência e alocação na matriz A'_{eq} criada no EPSO modificado.

$$D = [\text{ker}(A'_{eq}) \quad -\text{ker}(A'_{eq})] \quad (68)$$

Algoritmo 6 Refinamento p_g e alteração de κ baseado em PS.

```

1: Entrada:  $p_g, \kappa, D, l_p, h_p$ 
2: Saída:  $p_g, \kappa$ 
3:  $N = \text{Quantidade de direções de } D$ 
4:  $f_{p_g} = f_{ava}(p_g)$ 
5:  $c = 0$ 
6: para  $p \leftarrow 1$  até  $N$  faça
7:   se  $p_g + \kappa_i D_p$  não violar as restrições de caixa, então
8:      $f_{p_d} = f_{obj}(p_g + \kappa_i D_p)$ 
9:     se  $f_{p_d} < f_{p_g}$  então
10:       $p_g = p_g + \kappa_i D_p$ 
11:       $f_{p_g} = f_{p_d}$ 
12:       $c = \text{verdadeiro}$ 
13:   fim se
14: fim se
15: fim para
16: se  $c$  for verdadeiro então
17:    $\kappa_i = \kappa_i h_p$ 
18: senão
19:    $\kappa_i = \kappa_i l_p$ 
20: fim se

```

A cada iteração do EPSO é verificado se a função objetivo teve uma melhoria significativa (δ). Se isso ocorrer, é atribuído o valor inicial κ_0 a κ_i causando a reinicialização do refinamento de p_g . A seguir é descrito o algoritmo geral para atuação do SAEB.

4.3.1 Algoritmo para alocação e atuação do SAEB

Como o problema de alocação e atuação do SAEB possui restrições lineares e de caixa respeitadas no processo do EPSO modificado, as restrições não lineares são tratadas no OpenDSS e as de tensão são penalizadas na função objetivo (equação 14), logo, não é necessário adicionar outras penalidades. A alocação é modelada utilizando-se arredondamento, na qual as barras são enumeradas em ordem crescente, sendo a a barra com o menor valor de enumeração e b a barra com o maior valor de enumeração e através da variável $0 \leq \tilde{j}^i \leq 1$ a barra é arredondada de acordo com a equação 69. A atuação e o fator de potência permanecem com os mesmos limites e restrições.

$$\tilde{j}^i = \text{Arredonda}(a + (b - a)\tilde{j}^i) \quad (69)$$

Cada partícula do EPSO é codificada de acordo com a Figura 7, na qual as variáveis de atuação (Λ_{SAEBs}) são concatenadas em sequência com as variáveis de folga para atuação, variáveis de indicação de f.p. (F_{SAEB}) e variáveis de indicação de alocação (J_{SAEBs}). As velocidades são codificadas como um vetor de mesmo tamanho das partículas e inicializadas de acordo com o Algoritmo 2.

Figura 7: Codificação das partículas do EPSO modificado para alocação e atuação.

Fonte: Próprio Autor.

A função de avaliação (função objetivo) é o índice *CVG* (Equação 14) sem o acréscimo de penalidades. Os valores de tensão desta equação são extraídos através da alteração do script do OpenDSS para incluir os SAEBs com os dados e atuação de interesse via MATLAB, é executado o fluxo de potência diário pelo OpenDSS e os valores de tensão são repassados ao MATLAB para tratamento e análise, conforme a Figura 8.

Desta forma, a alocação e atuação dos SAEBs para melhoria de perfil de tensão é encontrada pelo Algoritmo 7. No qual o critério de parada é uma quantidade máxima de iterações, ou um valor mínimo de κ_{MIN} que demonstra que tanto o EPSO quanto o PS não encontraram novas soluções que melhorem significativamente a função de avaliação. A seguir são descritas as entradas do algoritmo para atuação dos SAEBs.

Figura 8: Fluxograma de informações entre MATLAB e OpenDSS.

Fonte: Próprio Autor.

Entradas referentes ao SDEE:

- Ω_S : Conjunto de barras do SDEE;
- Ω_b : Conjunto de barras possíveis de alocação do SAEB enumeradas de a a b ;
- Dados das linhas;
- V_{MIN} e V_{MAX} : Limites de tensão;
- T : Período de análise;
- Dados de cargas.

Entradas referentes ao SAEB:

- B : Quantidade de SAEBs;
- P_b : Vetor com as potências nominais de cada SAEB;
- η : Vetor com as eficiências de conversão de cada SAEB;
- l : Vetor com as taxas de auto-descarga de cada SAEB;
- SoC_{MAX} : Vetor com os estados de carga máximo de cada SAEB;
- SoC_{MIN} : Vetor com os estados de carga mínimo de cada SAEB;
- SoC_0 : Vetor com os estados de carga iniciais de cada SAEB.

Entradas referentes ao EPSO:

- it_{max} : Iteração máxima do EPSO;
- w : Peso de inércia;
- N_p : Quantidade de partículas;
- ϕ_1 : Peso da influência da melhor solução local;
- ϕ_2 : Peso da influência da melhor solução global;
- ρ : Probabilidade de influência global.

Entradas referentes ao PS:

- κ_0 : Valor inicial do coeficiente de passo;
- κ_{MIN} : Valor mínimo do coeficiente de passo;
- l_p : Taxa de redução do coeficiente de passo;
- h_p : Taxa de aumento do coeficiente de passo;
- δ : Menor valor de melhoria na função objetivo para reinicialização de κ .

Este algoritmo pode encontrar boas alocações e atuação dos SAEBs com o objetivo de melhorar o perfil de tensão de um sistema de distribuição. A seguir é demonstrada a forma de validação e verificação da metodologia proposta, bem como os resultados obtidos.

Algoritmo 7 Atuação da SAEB para melhoria de perfil de tensão.

```

1: Entradas SAEB:  $B, S_b, \eta, l, SoC_{MAX}, SoC_{MIN}, SoC_0$ 
2: Entradas EPSO:  $it_{max}, N_p, w, \phi_1, \phi_2, \rho$ 
3: Entradas PS:  $\kappa_0, \kappa_{MIN}, l_p, h_p, \delta$ 
4: Saída:  $[\Lambda_{SAEBs}^{opt}, F_{SAEB}^{opt}, J_{SAEB}^{opt}]$ 
5: Gera  $A_{SAEBs}^{ineq}, b_{SAEBs}^{ineq}, A_{SAEBs}^{eq}, b_{SAEBs}^{eq}$ 
6: Gera  $A'_{eq}, b'_{eq}, lb'$  e  $ub'$  incluindo variáveis de folga
7: Gera  $x_0$  incluindo variáveis de folga,  $f^i$  e  $\tilde{j}^i$  ▷ Figura 7 e Equação 67
8: Gera  $V^0$  e  $X^0$  ▷ Algoritmos 2 e 3
9: Gera  $D$  ▷ Equação 68
10:  $\kappa = \kappa_0$ 
11:  $it = 1$ 
12: Avalia  $X^0$ 
13: Armazena  $p_g^0$  e  $p_l^0$ 
14: enquanto  $it < it_{max}$  ou  $\kappa > \kappa_{MIN}$  faça
15:   para  $i \leftarrow 1$  até  $N_p$  faça
16:     Calcula  $v_i^{novo}$  ▷ EPSO (equação 57) com a equação 66
17:     se  $x_i + v_i^{novo}$  violar caixa então
18:       Calcula  $\alpha$  ▷ Algoritmo 4
19:        $x_i^{novo} = x_i + \alpha v_i^{novo}$ 
20:        $v_i^{novo} = (1 - \alpha)v_i^{novo}$  ▷ Rotação de  $v_i^{novo}$ 
21:     senão
22:        $x_i^{novo} = x_i + v_i^{novo}$ 
23:     fim se
24:   fim para
25:   Avalia  $X^0$  ▷ Equação 14
26:   Armazena  $p_g^{it}$  e  $p_l^{it}$ 
27:   se  $f_{ava}(p_g^{it}) - f_{ava}(p_g^{it-1}) > \delta$  então
28:      $\kappa = \kappa_0$ 
29:   fim se
30:   Refina  $p_g$  e altera  $\kappa$  ▷ Algoritmo 6
31: fim enquanto
32:  $[\Lambda_{SAEBs}^{opt}, F_{SAEB}^{opt}, J_{SAEB}^{opt}] = p_g^{it}$  sem as variáveis de folga

```

Resultados e discussão

Devido as características de atuação dos SAEBs, é possível melhorar o perfil de tensão de um SDEE. Desta forma, neste trabalho foi proposta uma abordagem para planejar boas alocações e momentos de atuação de múltiplos SAEBs em um SDEE. Para mensurar essas variações de tensão foi utilizado um índice *CVG* baseado em um coeficiente de variação cv_k , que agrega todas as variações de tensão em apenas um valor. Esse índice permite uma verificação da influência que os SAEBs tem sobre o SDEE.

Observando na literatura que as condições de *SoC* inicial não eram consideradas durante o planejamento da atuação, foi desenvolvida uma abordagem matricial das restrições de *SoC* que possibilitaram a verificação da linearidade entre os dados técnicos de capacidade do SAEB e sua atuação (caso seja considerado um período de análise). Com essa abordagem matricial das restrições dos SAEB e a influência sobre o SDEE, a atuação foi modelada através de um problema de otimização. Este problema demonstrou a possibilidade da utilização de métodos meta-heurísticos para sua resolução em relação à métodos exatos. No entanto, as restrições de *SoC* inicial dos SAEBs são de igualdade e dificultam a busca por soluções ótimas através desses métodos, além da alocação que se caracteriza como um problema de variáveis inteiras.

Desta forma, para tratar o problema de alocação e atuação, foi proposta uma alteração no método PSO/EPSo, garantindo-se uma busca dentro da região factível de restrições lineares e de caixa, sem que seja necessário avaliar soluções fora dessas regiões, utilizando-se a resolução de um sistema linear. Em conjunto com essa alteração é utilizada uma iteração do método PS para a melhoria contínua da solução global encontrada pelo EPSo. Essa abordagem híbrida torna possível tratar as restrições de *SoC* do SAEB sem comprometer a convergência do método EPSo, encontrando momentos de atuação possíveis para que melhore o perfil de tensão. A alocação é modelada através de arredondamento, utilizando uma variável contínua que é aproximada da variável inteira por meio de uma reta.

Logo, este capítulo tem como objetivo demonstrar a utilização e verificação do método proposto através da comparação entre cinco casos, realizando uma análise determinística e probabilística. Também são descritos os recursos e dados utilizados para essa verificação,

bem como uma discussão dos resultados para se obter uma visão geral da alocação e atuação dos SAEBs para a melhoria do perfil de tensão.

5.1 Recursos e dados utilizados

5.1.1 Sistema de distribuição de energia elétrica teste

Para exemplificação e aplicação do método proposto neste trabalho, será utilizado o SDEE de 33 barras (BARAN; WU, 1989) (Figura 9) largamente utilizado, cujos os dados podem ser encontrados no Anexo A. O SDEE possui linhas equilibradas e cargas com potência constante equilibradas, tendo como $V_{base} = 12,66\text{kV}$, demanda máxima de 3,715MW e 2,3MVar. A tensão na subestação é de 1,015 p.u..

Figura 9: Sistema teste de 33 barras.

Fonte: Adaptado de Baran e Wu (1989)

Os GDs foram modelados como potência constante e fator de potência igual a 1, é mantido fixa a potência de injeção durante o período de análise. A localização e a potência instalada podem ser encontradas na Tabela 6.

Tabela 6: Local e potência nominal dos geradores distribuídos.

No. da Barra	S(kVA)	No. da Barra	S(kVA)
3	50	18	100
6	200	21	200
9	100	25	100
12	200	28	100
15	100	31	50

Fonte: Próprio Autor.

5.1.2 Recursos computacionais

O algoritmo foi implementado utilizando o ambiente MATLAB R2015a® e OpenDSS 8.1.6.1, com a execução realizada em um computador com processador Intel® i7-2600 com 3.40GHz, memória RAM de 8GB, sistema operacional Windows® 7 Pro de 64 bits.

5.2 Dados de entrada do algoritmo de alocação e atuação

Conforme descrito na seção 4.3.1 o algoritmo EPSO/PS para alocação e atuação de SAEBs utiliza-se parâmetros do SDEE, SAEB, EPSO e PS. Essas informações são configuradas na inicialização do algoritmo, exigindo que aspectos técnicos do SDEE e SAEB já estejam definidos. A curva de demanda média utilizada em todas as barras do sistema é uma curva típica da cidade de Wellington, capital da Nova Zelândia (TRANSPower, 2017). Dessa forma, a aplicação utilizará uma curva de demanda real. Para a futura simulação de Monte Carlo é gerado curvas normalmente distribuídas a partir da curva média com um coeficiente de variação de 10%, como pode ser observado na Figura 10, mais detalhes da simulação de Monte Carlo na Seção 5.4.

Figura 10: Curva de demanda utilizada como média $\pm$ duas vezes o desvio padrão e exemplo de curva utilizada na simulação de Monte Carlo.

Fonte: Adaptado de TRANSPower (2017).

Para os processos de otimização, são escolhidos valores em que o algoritmo melhor

se comporta em um processo de tentativa e erro, neste caso, o melhor comportamento é aquele em que o processo via EPSO passa pelo menos 10% das iterações seguidas sem apresentar melhoria significativa e o PS não realiza mais alterações significativas nas variáveis de projeto, assumindo uma convergência dos dois processos. Os valores que não puderam ser quantificados são escolhidos aleatoriamente, devido essa aleatoriedade em alguns dados de entrada, é realizado 500 simulações ($it_{PSOmax} = 500$) e é escolhido a melhor solução dentre elas, mais detalhes na seção 5.3. Na função objetivo, este trabalho adotará o valor de $\beta = 100$, sendo muito maior que $\gamma = 1$, é dada maior importância à subtensão pois no SDEE analisado este problema ocorre com mais frequência devido a natureza da queda tensão que este sistemas radial possui. A Tabela 7 resume os dados de entrada do algoritmo de busca de boas soluções.

5.3 Verificação determinística dos resultados

O algoritmo EPSO/PS modificado busca soluções determinísticas para uma curva média de demanda, desta forma, para uma análise da influência que os SAEBs apresentam no sistema, é realizada uma divisão em seis casos: Sem SAEB (caso base), com quatro SAEBs de 250/250 kW/kWh (caso 1), dois SAEBs de 500/500 kW/kWh (caso 2), um SAEB 1/1 MW/MWh (caso 3), um SAEB 500/1000 kW/kWh (caso 4) e um SAEB 1/2 MW/MWh (caso 5). Uma normalização da função objetivo em relação ao caso base é realizada para uma melhor comparação, essa normalização é descrita na equação 70.

$$\text{Função objetivo} = CVG_{NORM}^{Caso\ i} = \frac{CVG^{Caso\ i}}{CVG^{Caso\ 0}} ; \quad i = 1, 2, 3, 4, 5 \quad (70)$$

Para cada caso é apresentada a melhor solução encontrada dentre as 500 vezes que o algoritmo EPSO/PS é executado, junto com o número de violações e a maior intensidade das violações (diferença entre o valor limite e a violação em p.u.). É apresentada também a média e desvio padrão dos resultados do EPSO/PS durante a busca da melhor solução, junto com um gráfico de frequência das soluções encontradas.

5.4 Verificação probabilística dos resultados

Para verificar como a solução se comporta em diversas situações de carga, é realizada uma verificação probabilística dos resultados encontrados, essa verificação é efetuada utilizando simulações de Monte Carlo, onde é realizado 33000 amostras de curvas de demanda $it_{MONTmax} = 33000$, sendo assim, dado que a curva de demanda média irá possuir um coeficiente de variação de 10%, pode-se afirmar que o erro de amostragem será menor que 0,11% com um nível de confiança de 95%. Pode-se afirmar também que há uma probabilidade menor que 25% de uma amostra de curva se encontrar fora do range da Figura

10. Desta forma, o fluxograma completo da busca pela melhor solução e a verificação probabilística é demonstrada na Figura 11.

Tabela 7: Dados de entrada do algoritmo EPSO/PS modificado.

Tipo	Dado	Valor
SDEE	Ω_S	
	Ω_b	Dados do SDEE (BARAN; WU, 1989)
	Dados das linhas	
	V_{MIN} e V_{MAX}	0,95 e 1,05 respectivamente
	T	de 1 a 24 com passo de 1
	Dados de cargas	Seção 5.1.1 e Figura 10
	$\beta = 100$	100
	$\gamma = 1$	1
SAEB	B	Descrito em cada caso posteriormente
	P_b	
	η	0,9 para todos os SAEBS
	l	0,1 kWh para todos os SAEBS
	SoC_{MAX}	80% da energia máxima dos SAEBS
	SoC_{MIN}	20% da energia máxima dos SAEBS
	SoC_0	30% da energia máxima dos SAEBS
EPSO	it_{max}	200
	w	Valor fixo uniformemente distribuído (0 a 1)
	N_p	Quantidade de variáveis (de projeto mais de folga)
	ϕ_1	Valor fixo uniformemente distribuído (0 a 1)
	ϕ_2	Valor fixo uniformemente distribuído (0 a 1)
	ρ	0,75
PS	κ_0	1
	κ_{MIN}	0,02
	l_p	0,5
	h_p	1,5
	δ	0,001

Fonte: Próprio Autor.

Figura 11: Fluxograma da busca da melhor solução e simulação de Monte Carlo.

Fonte: Próprio Autor.

5.5 Caso 0 - Base

O caso 0 é o caso no qual não há nenhum SAEB instalado no sistema, sendo analisado como o SDEE se comporta na situação base, observando o índice CVG , número de violações e a intensidade de violação. Esses valores são utilizados como fator de comparação entre os próximos casos, para se verificar como os SAEBs impactam no SDEE. Os resultados desse caso podem ser visualizados na Tabela 8.

Tabela 8: Resultados dos índices para o Caso 0.

CVG	$\sum N_{VIOL}^k$	I_{VIOL}^{MAX}
227,006	74	0,0192

Fonte: Próprio Autor.

Observa-se que o valor de CVG é alto, principalmente, devido ao valor da intensidade máxima de violação e o número de violações, este SDEE foi escolhido devido ao grande número de violações e de intensidade de violação, chegando a quase 0,02 p.u. (tensão mínima de 0,93). Devido as características radiais de SDEEs e o perfil de tensão observado na Figura 12, as barras de 10 a 18 e 28 a 33 apresentam violações de tensão, principalmente entre 19 as 22 hrs. De 8 a 10 hrs as barras 17, 18, 30, 31, 32 e 33 apresentam também violações de tensão.

Figura 12: Gráfico de tensões e região de violação para o Caso 0.

Fonte: Próprio Autor.

5.5.1 Análise probabilística

Como descrito anteriormente, gerando diversas curvas de carga, é possível observar na Tabela 9 que o valor médio do CVG na simulação de Monte Carlo apresentou um aumento de 5,3% em relação ao caso base com a curva de demanda média, isso ocorre devido ao aumento de duas violações no caso médio e uma média de 0,0238 p.u. na intensidade de violação máxima.

Tabela 9: Resultados via Monte Carlo dos índices para o Caso 0.

	CVG_{NORM}	$\sum N_{VIOL}^k$	I_{VIOL}^{MAX} (p.u.)
Média	1,053	76	0,0238
Desvio Padrão	0,073	9,908	0,0048

Fonte: Próprio Autor.

Na Figura 13 é exibido a frequência de ocorrência do valor do CVG_{NORM} na simulação de Monte Carlo. Devido à distribuição normal adotada na curva de demanda das cargas, é possível observar a mesma característica no valor do CVG_{NORM} , entretanto, a maior frequência da função objetivo ocorre com um deslocamento, respeitando a média indicada anteriormente. Nesta figura também é possível observar o desvio padrão de 0,073, na qual o valor do CVG_{NORM} varia dentro de um intervalo com um comportamento estocástico. É

possível observar, assumindo uma distribuição normal com média e desvio padrão descritos na Tabela 9, que há uma probabilidade menor que 23% da rede se comportar melhor que o caso determinístico.

Figura 13: Frequência e Probabilidade acumulada do CVG para o Caso 0.

Fonte: Próprio Autor.

5.6 Caso 1 - SAEB: 4x 250 kW e 250 kWh

No caso 1 é utilizado um conjunto de quatro SAEBs de 250/250 kW/kWh para se observar o impacto da descentralização da potência injetada pelos SAEBs no SDEE. Executando 500 vezes o algoritmo EPSO/PS modificado, o melhor resultado, média e desvio padrão podem ser encontrados na Tabela 10, na qual a barra que possui o pior índice é a barra 18.

Tabela 10: Resultados dos índices para o Caso 1.

Média	Desvio Padrão	Melhor CVG_{NORM}	$\sum N_{VIOL}^k$	I_{VIOL}^{MAX}
0,95	0,014	0,909	58	0,0174

Fonte: Próprio Autor.

Para o caso 1, o algoritmo EPSO/PS, no melhor resultado, apresentou uma melhoria de 9,1% no índice CVG_{NORM} e uma redução de 16 casos de violação, outra melhoria

observada é na intensidade de violação máxima que reduziu para 0,0174. Essas melhorias representam uma boa influência no sistema para o caso determinístico. O comportamento de busca do EPSO/PS para o melhor resultado pode ser encontrado na Figura 14, demonstrando que a partir da iteração 48 o EPSO já havia convergido para uma solução boa e esta solução foi melhorada pelo PS nas iterações seguintes.

Figura 14: Convergência do EPSO/PS para a melhor solução do Caso 1.

Fonte: Próprio Autor.

A média apresentada foi uma melhoria de 5% com um desvio padrão de 1,4%, a frequência para as 500 execuções do algoritmo pode ser observado na Figura 15. Nesta figura, é possível observar que o EPSO/PS apresentou um comportamento normalmente distribuído, porém, algumas distorções na distribuição normal podem ser observadas, isto pode ter ocorrido devido à realização de apenas 500 execuções do algoritmo.

A solução que apresentou o melhor valor do CVG_{NORM} dentre as 500 execuções é mostrada na Tabela 11, nesta solução é demonstrado que dois SAEBs são instalados próximos um ao outro com considerável injeção de potência reativa devido ao baixo fator de potência e outros dois também com instalações próximas. O fator de potência de cada SAEB é fixo durante o período de análise, isso ocorre devido a uma limitação no OpenDSS.

Figura 15: Frequência de resolução do EPSO/PS para o Caso 1.

Fonte: Próprio Autor.

Tabela 11: Melhor solução para o Caso 1.

i	Pb^i (kW)	j^i	fp^i	Ciclos/dia	Anos
1	250	28	0,6775	3,440	2,422
2	250	33	0,8273	2,201	3,786
3	250	17	-0,2221	2,262	3,685
4	250	16	-0,0898	2,119	3,933

Fonte: Próprio Autor.

A alocação dos SAEBs foram majoritariamente em barras localizadas na região final do alimentador ou em ramificações. Outra observação é a quantidade de ciclos por dia que todos ficaram acima de 2, chegando até maior que 3,9 ciclos. Assumindo que os SAEBs utilizam uma bateria de Li-Íon, de acordo com a Tabela 3, pode-se estimar a vida útil, na qual a menor é em torno de 2,4 anos e a maior em torno de 3,9 anos, o que pode ser considerada baixa em relação a vida útil de GDs.

Em conjunto com a solução de alocação e fator de potência, a Figura 16 demonstra como os SAEBs tiveram sua atuação planejada e como a energia armazenada desses dispositivos se comportou durante a atuação. Pode-se observar que ocorreram vários momentos em que o *SoC* chegou próximo dos limites estabelecidos, porém, sempre se manteve entre eles e a restrição de igualdade foi respeitada, comprovando que o algoritmo desenvolvido

respeita tais restrições. Esse comportamento do SoC é o que impacta diretamente na vida útil prevista na Tabela 11, devido ao objetivo de melhoria do perfil de tensão, indicando que essa aplicação pode gerar uma certa degradação da vida útil em SAEBs de pequeno porte.

Figura 16: Atuação e SoC da melhor solução para o Caso 1.

Fonte: Próprio Autor.

Porém, esta atuação reflete uma influência no perfil de tensão do SDEE observada na Figura 17. A violação de tensão nas barras 17 e 18 durante o período da manhã deixam de ocorrer e há uma redução nas outras regiões de violação em relação ao caso base, como descrito anteriormente, a redução de 14 momentos de violação gerou um melhor comportamento do perfil de tensão no SDEE. Esta melhoria é observada para o caso determinístico, onde foi realizada a análise para a curva média da carga e devido ao comportamento estocástico das curvas de carga, a análise probabilística é executada.

Figura 17: Gráfico de tensões e região de violação para o Caso 1.

Fonte: Próprio Autor.

5.6.1 Análise probabilística

Através da geração de diversas curvas de carga, como descrito anteriormente, é possível observar na Tabela 12 que o valor médio do CVG na simulação de Monte Carlo apresentou um aumento de 9,9% em relação ao caso 1 com a curva de demanda média, 0,8% em relação ao caso 0 com a curva de demanda média, porém, uma redução de 4,5% em relação a análise probabilística do caso 0. Isto ocorre devido ao aumento de onze violações em relação ao caso 1 médio e redução de sete violações em relação à análise probabilística do caso 0. Outro fator é o aumento na intensidade de violação máxima em relação ao caso 1 médio para 0,0226, porém com uma redução em relação análise probabilística do caso 0. Este comportamento demonstra que a análise probabilística do caso 1 causa piores valores em relação ao caso 1 médio, porém melhores que todo o caso 0.

Tabela 12: Resultados via Monte Carlo dos índices para o Caso 1.

	CVG_{NORM}	$\sum N_{VIOL}^k$	I_{VIOL}^{MAX} (p.u.)
Média	1,008	69,283	0,0226
Desvio Padrão	0,073	10,192	0,0047

Fonte: Próprio Autor.

A Figura 18 mostra a frequência de ocorrência do valor do CVG_{NORM} na simulação

de Monte Carlo, sendo possível observar a característica normalmente distribuída do valor do CVG_{NORM} , tendo a maior frequência da função objetivo próxima do caso 0 médio, respeitando a média indicada anteriormente. É observado também o desvio padrão de 0,073, no qual o valor do CVG_{NORM} varia dentro de um range com um comportamento estocástico, assumindo a distribuição normal com média e desvio padrão descritos na Tabela 12, que há uma probabilidade menor que 40% da rede se comportar melhor que o caso 0 determinístico, porém, menor que 10% da rede se comportar melhor que o caso 1 determinístico.

Figura 18: Frequência e Probabilidade acumulada do CVG para o Caso 1.

Fonte: Próprio Autor.

5.7 Caso 2 - SAEB: 2x 500 kW e 500 kWh

No caso 2 é utilizado um conjunto de dois SAEBs de 500/500 kW/kWh para se observar o impacto de uma certa descentralização da potência injetada pelos SAEBs no SDEE, porém, menos que o caso 1. Executando 500 vezes o algoritmo EPSO/PS modificado, o melhor resultado, média e desvio padrão podem ser encontrados na Tabela 13, na qual a barra que possui o pior índice é a barra 18.

Tabela 13: Resultados dos índices para o Caso 2.

Média	Desvio Padrão	Melhor CVG_{NORM}	$\sum N_{VIOL}^k$	I_{VIOL}^{MAX}
0,931	0,0145	0,888	54	0,0171

Fonte: Próprio Autor.

Para o caso 2, o algoritmo EPSO/PS, no melhor resultado, apresentou uma melhoria de 11,2% no índice CVG_{NORM} e uma redução de 20 casos de violação, outra melhoria observada é na intensidade de violação máxima que reduziu para 0,0171. Essas melhorias representam uma boa influência no sistema para o caso determinístico, inclusive melhor que o caso 1. O comportamento de busca do EPSO/PS para o melhor resultado pode ser observado na Figura 19, demonstrando que a partir da iteração 56 o EPSO já havia convergido para uma solução boa e esta solução foi melhorada pelo PS nas iterações seguintes, em relação ao caso anterior, é observado que o algoritmo precisou de mais iterações, isto pode ter ocorrido devido à maior possibilidade de atuação e à capacidade de armazenamento.

Figura 19: Convergência do EPSO/PS para a melhor solução do Caso 2.

Fonte: Próprio Autor.

A média apresentada foi uma melhoria de 6,9% com um desvio padrão de 1,45%, a frequência para as 500 execuções do algoritmo pode ser visualizada na Figura 15. Nesta figura, é possível observar que o EPSO/PS apresentou um comportamento normalmente

distribuído, com poucas distorções, diferentemente do caso anterior. Este comportamento indica que pode ser mais fácil melhorar o perfil de tensão com menos SAEBs no SDEE.

Figura 20: Frequência de resolução do EPSO/PS para o Caso 2.

Fonte: Próprio Autor.

Dentre as 500 execuções do algoritmo, a solução que apresentou o melhor valor do CVG_{NORM} pode ser visto na Tabela 14, nesta solução é demonstrado que dois SAEBs são instalados relativamente distantes um do outro, com considerável injeção de potência reativa devido ao baixo fator de potência. A alocação dos SAEBs foram em barras localizadas na região final do alimentador ou em uma ramificação. Outra observação é a quantidade de ciclos por dia, no qual todos ficaram acima de 3, chegando a ultrapassar 3,8 ciclos por dia. Assumindo que os SAEBs utilizam uma bateria de Li-Íon, de acordo com a Tabela 3, pode-se estimar a vida útil, na qual a menor é em torno de 3,2 anos e a maior entorno de 3,9 anos, mesmo tendo um tempo relativamente pequeno de vida útil, possui um comportamento melhor do que o comportamento anterior, com um impacto melhor.

A Figura 21 demonstra como os SAEBs tiveram sua atuação planejada e como a energia armazenada desses dispositivos se comportou durante a atuação. Pode-se observar que ocorreram momentos em que o SoC chegou próximo do limite superior, porém, com uma certa folga no limite inferior.

Tabela 14: Melhor solução para o Caso 2.

i	Pb^i (kW)	j^i	fp^i	Ciclos/dia	Anos
1	500	33	0,9454	2,607	3,196
2	500	18	0,0907	2,152	3,871

Fonte: Próprio Autor.

Figura 21: Atuação e SoC da melhor solução para o Caso 2.

Fonte: Próprio Autor.

Esse comportamento do *SoC* é o que faz com que a vida útil prevista na Tabela 11 tenha um valor melhor que o caso anterior, porém com o mesmo objetivo de melhoria do perfil de tensão, indicando que essa aplicação tem uma degradação menor em SAEBS de maior porte.

Esta atuação reflete uma influência no perfil de tensão do SDEE observada na Figura 22. A violação de tensão nas barras 17 e 18 durante o período da manhã deixam de ocorrer e há uma redução nas outras regiões de violação em relação ao caso base, principalmente nas barras 32 e 33, demonstrando que a redução de 20 momentos de violação gerou um melhor comportamento do perfil de tensão no SDEE. Esta melhoria é observada para o caso determinístico, no qual foi realizada a análise para a curva média da carga e devido ao comportamento estocástico das curvas de carga, a análise probabilística é executada.

Figura 22: Gráfico de tensões e região de violação para o Caso 2.

Fonte: Próprio Autor.

5.7.1 Análise probabilística

A partir da análise probabilística realizada através da geração de diversas curvas de carga, é possível observar na Tabela 15 que o valor médio do *CVG* na simulação de Monte Carlo apresentou um aumento de 10% em relação ao caso 2 com a curva de demanda média, porém, uma redução de 1,2% em relação ao caso 0 com a curva de demanda média e 6,5% em relação a análise probabilística do caso 0. Isto ocorre devido ao aumento de onze violações em relação ao caso 2 médio e redução de onze violações em relação

à análise probabilística do caso 0. Outro fator é o aumento na intensidade de violação máxima em relação ao caso 2 médio para 0,0221, porém com redução em relação à análise probabilística do caso 0.

Tabela 15: Resultados via Monte Carlo dos índices para o Caso 2.

	CVG_{NORM}	$\sum N_{VIOL}^k$	I_{VIOL}^{MAX} (p.u.)
Média	0,988	65,577	0,0221
Desvio Padrão	0,072	9,609	0,0047

Fonte: Próprio Autor.

Este comportamento demonstra que a análise probabilística do caso 2 causa piores valores em relação ao caso 2 médio, porém melhores que todo o caso 0, da mesma forma que o caso anterior. Após a simulação de Monte Carlo, a Figura 23 nos tra a frequência de ocorrência do valor do CVG_{NORM} , sendo possível observar a característica normalmente distribuída do valor do CVG_{NORM} , tendo a maior frequência da função objetivo próxima, porém menor do que caso 0 médio, respeitando a média indicada anteriormente.

Figura 23: Frequência e Probabilidade acumulada do CVG para o Caso 2.

Fonte: Próprio Autor.

É observado também o desvio padrão de 0,072, no qual o valor do CVG_{NORM} varia dentro de um range com um comportamento estocástico, assumindo a distribuição normal com média e desvio padrão descritos na Tabela 15, que há uma probabilidade menor

que 56% da rede se comportar melhor que o caso 0 determinístico, porém, menor que 8% da rede se comportar melhor que o caso 2 determinístico, em conjunto com o caso anterior, é possível observar que apesar da melhoria em relação a caso 0, com o aumento da capacidade de armazenamento e menos SAEBs no SDEE, mais difícil é de se manter o valor do caso médio com a variação das cargas.

5.8 Caso 3 - SAEB : 1x 1 MW e 1 MWh

No caso 3 é utilizado um SAEB de 1/1 MW/MWh para observar o impacto do caso oposto realizado anteriormente, um caso de centralização. Executando 500 vezes o algoritmo EPSO/PS modificado, o melhor resultado, média e desvio padrão podem ser encontrados na Tabela 16, na qual a barra que possui o pior índice é a barra 18. Para este caso, o algoritmo EPSO/PS, no melhor resultado, apresentou uma melhoria de 13,1% no índice CVG_{NORM} e uma redução de 23 casos de violação, outra melhoria observada é na intensidade de violação máxima que reduziu para 0,0189. Essas melhorias representam uma boa influência no sistema para o caso determinístico

Tabela 16: Resultados dos índices para o Caso 3.

Média	Desvio Padrão	Melhor CVG_{NORM}	$\sum N_{VIOL}^k$	I_{VIOL}^{MAX}
0,916	0,0163	0,869	51	0,0189

Fonte: Próprio Autor.

O comportamento de busca do EPSO/PS para o melhor resultado pode ser observado na Figura 24, demonstrando que a partir da iteração 42 o EPSO já havia convergido para uma solução boa e esta solução foi melhorada pelo PS nas iterações seguintes.

A média apresentada foi uma melhoria de 8,4% com um desvio padrão de 1,63%, a frequência para as 500 execuções do algoritmo pode ser visualizado na Figura 25. Nesta figura, é possível observar que o EPSO/PS apresentou um comportamento normalmente distribuído, porém, algumas distorções na distribuição normal podem ser observadas, principalmente na frequência do resultado próximo de 0,93, isto pode ter ocorrido devido a terem sido realizados apenas 500 execuções do algoritmo, porém possui um comportamento melhor que no caso 1.

Figura 24: Convergência do EPSO/PS para a melhor solução do Caso 3.

Fonte: Próprio Autor.

Dentre as 500 execuções do algoritmo, a solução que apresentou o melhor valor do CVG_{NORM} é apresentada na Tabela 17, nesta solução é demonstrado que a alocação do SAEB foi na barra final do alimentador com um fator de potência mediano, injetando uma proporção mais próxima de potência ativa e reativa em relação aos casos anteriores. Outra observação é a quantidade de ciclos por dia, que ficou próxima de 2. Assumindo que os SAEBs utilizam uma bateria de Li-Íon, de acordo com a Tabela 3, pode-se estimar a vida útil de aproximadamente 4 anos, sendo melhor do que nos casos anteriores.

Figura 25: Frequência de resolução do EPSO/PS para o Caso 3.

Fonte: Próprio Autor.

Tabela 17: Melhor solução para o Caso 3.

i	Pb^i (kW)	j^i	fp^i	Ciclos/dia	Anos
1	1000	18	0,6480	2,047	4,070

Fonte: Próprio Autor.

A Figura 26 demonstra como o SAEB teve sua atuação planejada e como a energia armazenada desses dispositivos se comportou durante sua atuação planejada. Pode-se observar que ocorreu um momento em que o *SoC* chegou próximo do limite superior e outro que chegou próximo do limite inferior. Devido a isto, a sua vida útil tem um valor melhor que do que os casos anteriores, porém com o valores melhores da função objetivo, reafirmando que essa aplicação tem uma degradação menor em SAEBs de maior porte.

Mesmo não havendo tanta degradação, esta atuação tem uma melhor influência no perfil de tensão do SDEE que pode ser observada na Figura 27. A violação de tensão nas barras 17 e 18 durante o período da manhã deixam de ocorrer e há uma redução nas outras regiões de violação em relação ao caso base, gerando um melhor comportamento do perfil de tensão no SDEE. Esta melhoria é observada para o caso determinístico, no qual foi realizado a análise para a curva média da carga, a verificação probabilística devido ao comportamento estocástico da curva de carga é realizada a seguir.

Figura 26: Atuação e SoC da melhor solução para o Caso 3.

Fonte: Próprio Autor.

Figura 27: Gráfico de tensões e região de violação para o Caso 3.

Fonte: Próprio Autor.

5.8.1 Análise probabilística

Através da geração de diversas curvas de carga, é possível observar na Tabela 18 que o valor médio do CVG na simulação de Monte Carlo apresentou um aumento de 9,2% em comparação com caso 3 de curva de demanda média, porém, uma redução de 3,9% em relação ao caso 0 com a curva de demanda média e 9,2% em relação a análise probabilística do caso 0. Isto ocorre devido ao aumento de 12 violações em relação ao caso 3 médio e redução de 13 violações em relação a análise probabilística do caso 0. Outro fator é o aumento na intensidade de violação máxima em relação ao caso 3 médio para 0,0213, porém com redução em relação a análise probabilística do caso 0. Este comportamento reafirma que a análise probabilística dos casos causam piores valores em relação caso médio, porém melhores que todo o caso 0.

Tabela 18: Resultados via Monte Carlo dos índices para o Caso 3.

	CVG_{NORM}	$\sum N_{VIOL}^k$	I_{VIOL}^{MAX} (p.u.)
Média	0,961	63,418	0,0213
Desvio Padrão	0,075	10,454	0,0047

Fonte: Próprio Autor.

A Figura 28 mostra a frequência de ocorrência do valor do CVG_{NORM} , sendo possível observar a característica normalmente distribuída do valor do CVG_{NORM} conforme os outros casos, tendo a maior frequência da função objetivo próxima, porém menor que o caso 0 médio, respeitando a média indicada anteriormente. É observado o desvio padrão de 0,075, no qual o valor do CVG_{NORM} varia dentro de um range com um comportamento estocástico e assumindo a distribuição normal com média e desvio padrão descritos na Tabela 18, há uma probabilidade menor que 70% da rede se comportar melhor que o caso 0 determinístico, porém, menor que 22% da rede se comportar melhor que o caso 3 determinístico, em contraste com os casos anteriores é possível observar que houve uma melhora em relação ao caso 0, com o aumento da capacidade de armazenamento e menos SAEBs no SDEE, também houve uma pequena melhora para se manter o valor do caso médio com a variação das cargas.

Figura 28: Frequência e Probabilidade acumulada do CVG para o Caso 3.

Fonte: Próprio Autor.

5.9 Caso 4 - SAEB : 1x 500 kW e 1 MWh

Para se observar o impacto do uso de um SAEB com uma relação de potência e energia diferente de 1, é utilizado um SAEB de 500/1 kW/MWh no caso 4, neste caso também pode-se observar o impacto que a redução da potência, mantendo a energia armazenada pode causar. Executando 500 vezes o algoritmo EPSO/PS modificado, o melhor resultado, média e desvio padrão podem ser encontrados na Tabela 19, na qual a barra que possui o pior índice é a barra 33.

Tabela 19: Resultados dos índices para o Caso 4.

Média	Desvio Padrão	Melhor CVG_{NORM}	$\sum N_{VIOL}^k$	I_{VIOL}^{MAX}
0,920	0,0166	0,880	56	0,0146

Fonte: Próprio Autor.

Para este caso, o algoritmo EPSO/PS, no melhor resultado, apresentou uma melhoria de 22% no índice CVG_{NORM} e uma redução de 18 casos de violação, outra melhoria observada é na intensidade de violação máxima que reduziu para 0,0146. Essas melhorias representam uma boa influência no sistema para o caso determinístico, porém, não melhor que o caso anterior.

O comportamento de busca do EPSO/PS para o melhor resultado pode ser observado na Figura 29, demonstrando que a partir da iteração 45 o EPSO já havia convergido para uma solução boa e esta solução foi melhorada pelo PS nas iterações seguintes, em relação ao caso anterior, é observado que o algoritmo precisou de mais iterações, isto pode ter ocorrido devido à maior possibilidade de atuação na relação entre potência e capacidade de armazenamento.

Figura 29: Convergência do EPSO/PS para a melhor solução do Caso 4.

Fonte: Próprio Autor.

A média apresentada foi uma melhoria de 8% com um desvio padrão de 1,66%, a frequência para as 500 execuções do algoritmo pode ser observada na figura 30. Nesta figura, é possível observar que o EPSO/PS apresentou um comportamento normalmente distribuído, com poucas distorções. Este comportamento indica que o algoritmo EPSO/PS se comportou de uma boa forma e que os parâmetros do EPSO não impactaram tão diretamente no resultado, sendo a aleatoriedade do método o principal fator que contribuiu para os resultados.

Figura 30: Frequência de resolução do EPSO/PS para o Caso 4.

Fonte: Próprio Autor.

Dentre as 500 execuções do algoritmo, a solução que apresentou o melhor valor do CVG_{NORM} pode ser observada na Tabela 20, nesta solução é demonstrado que a alocação do SAEB foi em uma barra próxima ao final do alimentador com um fator de potência relativamente alto, injetando mais potência ativa que reativa em relação aos casos anteriores. Outra observação é a quantidade de ciclos por dia, sendo de 1,6. Assumindo que o SAEB utiliza uma bateria de Li-Íon de acordo com a Tabela 3, pode-se estimar a vida útil de aproximadamente 5 anos, sendo melhor que os casos anteriores, esse comportamento pode indicar que o aumento da possibilidade de injeção de potência pode também influenciar na vida útil.

Tabela 20: Melhor solução para o Caso 4.

i	Pb^i (kW)	j^i	fp^i	Ciclos/dia	Anos
1	500	14	0,9951	1,600	5,209

Fonte: Próprio Autor.

A Figura 31 demonstra como o SAEB teve sua atuação planejada e como a energia armazenada desse dispositivo se comportou durante a sua atuação. Pode-se observar que ocorreram momentos em que o SoC chegou próximo do limite superior, porém, com uma certa folga no limite inferior. Esse comportamento do SoC é o que fez com que a vida útil prevista na Tabela 11 tenha um valor melhor que o caso anterior, porém com o

mesmo objetivo de melhoria do perfil de tensão, indicando que essa aplicação tem uma degradação menor em SAEBs com maior capacidade de armazenamento de energia.

Figura 31: Atuação e SoC da melhor solução para o Caso 4.

Fonte: Próprio Autor.

Apesar de não haver tanta degradação, esta atuação tem uma melhor influência no perfil de tensão do SDEE, que pode ser observada na Figura 32. A violação de tensão nas barras 17 e 18 durante o período da manhã deixam de ocorrer e há uma redução nas outras regiões de violação em relação ao caso base, gerando um melhor comportamento do perfil de tensão no SDEE. Esta melhoria é observada para o caso determinístico, na qual foi realizada a análise para a curva média da carga, a verificação probabilística devido ao comportamento estocástico da curva de carga é realizada a seguir.

Figura 32: Gráfico de tensões e região de violação para o Caso 4.

Fonte: Próprio Autor.

5.9.1 Análise probabilística

Com a geração de diversas curvas de carga, na Tabela 21 é possível observar que o valor médio do CVG na simulação de Monte Carlo apresentou um aumento de 9,9% em comparação com caso 4 de curva de demanda média, porém, uma redução de 2,1% em relação ao caso 0 com a curva de demanda média e 7,4% em relação à análise probabilística do caso 0. Isto ocorre devido ao aumento de 11 violações em relação ao caso 4 médio e redução de 9 violações em relação à análise probabilística do caso 0. Outro fator é o aumento na intensidade de violação máxima em relação, ao caso 4 médio para 0,0201, porém com redução em relação a análise probabilística do caso 0. Este comportamento reafirma que a análise probabilística dos casos causam piores valores em relação ao caso médio, porém melhores que todo o caso 0. Em relação à outros casos, este se demonstra melhor que o caso 1 e 2, porém não consegue superar o caso 3.

Tabela 21: Resultados via Monte Carlo dos índices para o Caso 4.

	CVG_{NORM}	$\sum N_{VIOL}^k$	I_{VIOL}^{MAX} (p.u.)
Média	0,979	66,862	0,0201
Desvio Padrão	0,071	9,626	0,0042

Fonte: Próprio Autor.

A Figura 33 demonstra a frequência de ocorrência do valor do CVG_{NORM} , sendo possível observar a característica normalmente distribuída do valor do CVG_{NORM} , conforme os outros casos, tendo a maior frequência da função objetivo próxima, porém menor do que o caso 0 médio, respeitando a média indicada anteriormente. É observado o desvio padrão de 0,071, no qual o valor do CVG_{NORM} varia dentro de um range com um comportamento estocástico e assumindo a distribuição normal com média e desvio padrão descritos na Tabela 21, há uma probabilidade menor que 68% da rede se comportar melhor que o caso 0 determinístico, porém, menor que 10% da rede se comportar melhor que o caso 4 determinístico, este resultado indica que a redução da potência influenciou também no perfil de tensão.

Figura 33: Frequência e Probabilidade acumulada do CVG para o Caso 4.

Fonte: Próprio Autor.

5.10 Caso 5 - SAEB : 1x 1 MW e 2 MWh

No caso 5 é utilizado um SAEB de 1/2 MW/MWh para também se observar o impacto de um caso de centralização, porém com a relação invertida entre potência e capacidade de energia armazenada do caso anterior. Executando 500 vezes o algoritmo EPSO/PS modificado, o melhor resultado, média e desvio padrão podem ser encontrados na Tabela 16, na qual a barra que possui o pior índice é a barra 33.

Tabela 22: Resultados dos índices para o Caso 5.

Média	Desvio Padrão	Melhor CVG_{NORM}	$\sum N_{VIOL}^k$	I_{VIOL}^{MAX}
0,901	0,0299	0,803	46	0,0135

Fonte: Próprio Autor.

Para o caso 5, o algoritmo EPSO/PS, no melhor resultado, apresentou uma melhoria de 19,97% no índice CVG_{NORM} e uma redução de 28 casos de violação, outra melhoria observada é na intensidade de violação máxima que reduziu para 0,0135. Essas melhorias representam uma boa influência no sistema para o caso determinístico. O comportamento de busca do EPSO/PS para o melhor resultado pode ser observado na Figura 34, demonstrando que a partir da iteração 88 o EPSO já havia convergido para uma solução boa e esta solução foi melhorada pelo PS nas iterações seguintes. Este caso em particular levou muito mais iterações para convergir em um bom valor, indicando que os SAEBS com maior capacidade de armazenamento de energia podem ter um melhor impacto no perfil de tensão.

Figura 34: Convergência do EPSO/PS para a melhor solução do Caso 5.

Fonte: Próprio Autor.

A média apresentada foi uma melhoria de 9,99% com um desvio padrão de 2,99%, a frequência para as 500 execuções do algoritmo pode ser observada na Figura 35. Nesta figura, é possível observar que o EPSO/PS não apresentou um comportamento normalmente distribuído claro, porém, é observado que há uma certa uniformidade concentrada

entre 0,88 e 0,93 e um crescimento exponencial entre 0,8 e 0,88, isto pode ter ocorrido devido a ter sido realizado apenas 500 execuções do algoritmo e uma maior influência dos parâmetros do EPSO que são escolhidos uniformemente a cada iteração, porém, no geral possui um comportamento melhor que todos os casos anteriores.

Figura 35: Frequência de resolução do EPSO/PS para o Caso 5.

Fonte: Próprio Autor.

Dentre as 500 execuções do algoritmo, a solução que apresentou o melhor valor do CVG_{NORM} pode ser visto na Tabela 23, nesta solução é demonstrado que a alocação do SAEB foi na barra final do alimentador com um fator de potência próximo do unitário, injetando uma maior proporção de potência ativa do que reativa em relação aos casos anteriores. Outra observação é a quantidade de ciclos por dia que ficou próxima de 1,3. Assumindo que os SAEBs utilizam uma bateria de Li-Íon de acordo com a Tabela 3, pode-se estimar a vida útil de aproximadamente 6,2 anos, sendo a melhor entre todos os casos.

Tabela 23: Melhor solução para o Caso 5.

i	Pb^i (kW)	j^i	fp^i	Ciclos/dia	Anos
1	1000	18	0,9836	1,342	6,210

Fonte: Próprio Autor.

A Figura 36 demonstra como o SAEB teve sua atuação planejada e como a energia armazenada desses dispositivos se comportou durante a atuação planejada. Pode-se ob-

servar que ocorreu um momento em que o *SoC* chegou próximo do limite superior e outro que chegou próximo do limite inferior. Devido a isto, a sua vida útil tem o melhor valor que todos casos anteriores, porém com os valores melhores da função objetivo, reafirmando que essa aplicação tem uma degradação menor em SAEBs de maior porte.

Figura 36: Atuação e *SoC* da melhor solução para o Caso 5.

Fonte: Próprio Autor.

Devido a maior capacidade de armazenamento e potência instalada, esta atuação tem uma melhor influência no perfil de tensão do SDEE, podendo ser observada na Figura 37. A violação de tensão nas barras 17 e 18 durante o período da manhã deixam de ocorrer e há uma redução nas outras regiões de violação em relação ao caso base, gerando um melhor comportamento do perfil de tensão no SDEE, entretanto, uma pequena região de violação surge próximo à meia noite nas barras 17 e 18, apesar disto, o caso ainda é o que apresenta o melhor resultado.

Figura 37: Gráfico de tensões e região de violação para o Caso 5.

Fonte: Próprio Autor.

5.10.1 Análise probabilística

Através da geração de diversas curvas de carga, na Tabela 24 é possível observar que o valor médio do CVG na simulação de Monte Carlo apresentou um aumento de 8,2% em comparação com caso 5 de curva de demanda média, porém, uma redução de 11,5% em relação ao caso 0 com a curva de demanda média e 16,8% em relação à análise probabilística do caso 0. Isto ocorre devido ao aumento de 9 violações em relação ao caso 5 médio e redução de 21 violações em relação à análise probabilística do caso 0. Outro fator é o aumento na intensidade de violação máxima em relação ao caso 5 médio para 0,0176, porém com redução em relação à análise probabilística do caso 0. Este comportamento reafirma que a análise probabilística dos casos causam piores valores em relação caso médio, porém melhores que todos os outros casos analisados anteriormente.

Tabela 24: Resultados via Monte Carlo dos índices para o Caso 5.

	CVG_{NORM}	$\sum N_{VIOL}^k$	I_{VIOL}^{MAX} (p.u.)
Média	0,885	54,930	0,0176
Desvio Padrão	0,076	10,369	0,0041

Fonte: Próprio Autor.

A Figura 38 demonstra a frequência de ocorrência do valor do CVG_{NORM} , sendo pos-

é possível observar a característica normalmente distribuída do valor do CVG_{NORM} , conforme os outros casos, tendo a maior frequência da função objetivo menor do que o caso 0 médio, respeitando a média indicada anteriormente. É observado o desvio padrão de 0,076, no qual o valor do CVG_{NORM} varia dentro de um range com um comportamento estocástico e assumindo a distribuição normal com média e desvio padrão descritos na Tabela 24, há uma probabilidade menor que 95% da rede se comportar melhor que o caso 0 determinístico, porém, menor que 13% da rede se comportar melhor que o caso 5 determinístico em contraste com os casos anteriores, é possível observar que houve uma melhora considerável em relação ao caso 0, com o aumento da capacidade de armazenamento e menos SAEBS no SDEE em conjunto com uma melhora na capacidade de atuação em manter o sistema próximo ao caso médio.

Figura 38: Frequência e Probabilidade acumulada do CVG para o Caso 5.

Fonte: Próprio Autor.

5.11 Comparação entre Casos

As simulações dos casos deixam um forte indicativo de que a capacidade de armazenamento tem um peso maior para o objetivo de melhorar o perfil de tensão nos moldes descritos neste trabalho. Deve-se observar também que a redução da potência dos SAEBS gerou uma pequena redução no índice (Caso 3 e 4), porém, a capacidade de armazenamento teve um impacto maior devido à ampliação das possibilidades de atuação. A Figura 39 demonstra a comparação da convergência do algoritmo proposto e dos resultados para

o caso determinístico. Nesta figura fica claro que o Caso 5 obtém o melhor resultado devido ao dobro da capacidade de armazenamento, em contra partida, entre os casos 3 e 4 não houve uma grande diferença entre os índices, devido à redução de potência instalada dos SAEBS.

Há a possibilidade do algoritmo não ter conseguido encontrar alguma solução que levaria o caso 4 a superar ou igualar o caso 3, devido à atuação do caso 3 não ter utilizado mais que 20% da potência instalada (Figura 26) e o caso 4 ter utilizado quase 60% (Figura 31), porém, com sentidos de atuação diferentes nestes momentos. No caso 4, o sentido do maior fluxo da potência é demandando (λ negativo) e no caso 3 o fluxo de potência é injetando (λ positivo). Entretanto, ao observar o fator de potência, pode-se verificar que a atuação do caso 3 tem a capacidade de injetar e consumir mais reativo, diferentemente do resultado do caso 4 que majoritariamente injeta e consome ativo. Além disso, a barra do caso 4 não é a barra final do alimentador, o que pode ter influenciado no resultado do indicador. De qualquer forma, a comparação entre esses dois casos deixa claro que cada barra do SDEE possui uma atuação e um fator de potência diferente.

Figura 39: Comparação da convergência do EPSO/PS entre os casos testados.

Fonte: Próprio Autor.

Outra observação a ser analisada é a diferença causada no índice *CVG* pelo paradigma de centralização ou descentralização dos SAEBS no SDEE. É claro que diversos outros aspectos devem ser considerados na escolha do "melhor" paradigma, porém, as simulações realizadas neste trabalho indicam que um melhor perfil de tensão pode ser mais facilmente

alcançado com um SAEB com potência e capacidade de armazenamento alto, do que com vários SAEBs de potência e capacidade de armazenamento baixo.

Na Figura 40, é melhor observado o comportamento geral da busca pela melhor solução, na qual o desvio padrão foi multiplicado por 10 para uma melhor visualização. É possível observar que apesar do caso 4 ter obtido o melhor valor, o algoritmo proposto tem um desvio padrão maior. Apesar dos resultados, os SAEBs não conseguem sozinhos apresentar uma melhoria tão significativa, chegando, no máximo, entorno de 20% em relação ao caso 0, indicando que a aplicação para se evitar alterações em linhas ou inclusão de outros dispositivos no SDEE é possível, mas há um limite. Outra indicação é que pode ser possível aplicar os SAEBs como auxílio em manutenções temporárias, dado que os resultados demonstraram que certos momentos de violações foram corrigidos e a maior intensidade de violação reduzida.

Figura 40: Comparação da performance do EPSO/PS modificado entre os casos com SAEB.

Fonte: Próprio Autor.

5.11.1 Análise probabilística

A comparação entre os casos do ponto de vista probabilístico é realizada comparando o comportamento que a atuação planejada teve nas simulações de Monte Carlo, avaliando a função objetivo (índice *CVG*), quantidade de violações e a maior intensidade de violação.

5.11.1.1 Função Objetivo

Observando-se o comportamento da função objetivo com a variação das cargas na Figura 41, pode-se perceber que todos os casos com SAEB permanecem com maior probabilidade de serem melhores que o caso 0, esse comportamento indica que a inclusão do SAEB com as atuações planejadas terão sempre mais chances de se obter um perfil de tensão melhor que o caso sem o SAEB.

Outro forte indicativo foi observado comparando-se os casos 3 e 5, nos quais uma maior capacidade de armazenamento tem mais impacto na chance do SDEE ter um perfil de tensão melhor. Comparando o caso 3 e 4 observa-se que a potência instalada também possui certo impacto, sendo curioso observar também a proximidade entre o caso 2 e 4, podendo indicar que há uma correlação com a potência instalada e a probabilidade acumulada, porém, a comparação entre o caso 3 e 5 vai de encontro com essa afirmação, já que possuem a mesma potência instalada e o caso 5 teve um comportamento muito melhor que os outros. Logo, a afirmação da relação da potência e a probabilidade acumulada nos casos centralizados da função objetivo é inconclusiva, porém, é possível indicar que a descentralização dos SAEBs tem um impacto positivo menor em relação a centralização.

Figura 41: Probabilidade acumulada ajustada à distribuição normal do *CVG* para cada caso.

Fonte: Próprio Autor.

A Figura 42 deixa mais nítido essa relação entre capacidade de armazenamento e centralização com a probabilidade do SDEE se comportar melhor de que o caso 0 médio. No qual, nos casos de 1 a 3 demonstra a melhoria com a centralização e os casos de 3 a

5 a melhoria com o aumento dos aspectos técnicos de potência instalada e capacidade de armazenamento.

Figura 42: Probabilidade dos Casos 1, 2, 3, 4 e 5 de terem o valor do *CVG* menor ou igual à média do Caso 0.

Fonte: Próprio Autor.

Já na Figura 43 é demonstrado a posição dos dados, com os valores de mínimo, máximo, 1º, 2º e 3º quartil, em conjunto com os valores discrepantes. Neste gráfico é possível observar que a mediana (2º quartil) se encontra bem no meio das caixas, demonstrando que em todas as simulações o comportamento da função objetivo foi normalmente distribuído. Desta forma é possível observar que entre os casos de 0 a 3 há uma redução dos valores da função objetivo em um sentido geral. Já entre os casos de 3 e 4 é possível observar que o caso 3 pode chegar a valores melhores do que o caso 4, entretanto nenhum dos casos consegue obter o mesmo comportamento que o caso 5, o qual apresentou o melhor resultado.

Figura 43: *Boxplot* do CVG_{NORM} para cada caso.

Fonte: Próprio Autor.

5.11.1.2 Quantidade de violações

Já no comportamento da quantidade de violações com a variação das cargas, a Figura 44 demonstra que todos os casos com SAEB permanecem com maior probabilidade de serem melhor que o caso 0, esse comportamento indica que a inclusão do SAEB com as atuações planejadas tem sempre maior chance de reduzir a quantidade de violações que o caso sem o SAEB. Como na análise anterior, os aspectos de centralização e capacidade de armazenamento influenciam diretamente no impacto que os SAEBs causam no SDEE, no qual o caso 5 apresentou o melhor resultado de todos, por ser um caso centralizado e com a maior capacidade de armazenamento de energia.

A Figura 45 é a que melhor representa essa relação entre capacidade de armazenamento e centralização, com a probabilidade do SDEE se comportar melhor que o caso 0 médio na quantidade de violações. No qual, os casos de 1 a 3 demonstram a melhoria com a centralização e os casos de 3 a 5 demonstram a melhoria com o aumento dos aspectos técnicos de potência instalada e capacidade de armazenamento. Entretanto, nesta análise o caso 4 apresenta um comportamento pior que o caso 2, indicando que também pode haver alguma melhoria com uma certa descentralização dos SAEBs.

Figura 44: Probabilidade acumulada ajustada à distribuição normal da quantidade de violações para cada caso.

Fonte: Próprio Autor.

Observando a Figura 46 é possível analisar a posição dos dados, com os valores de mínimo, máximo, 1º, 2º e 3º quartil, em conjunto com os valores discrepantes. Como na análise anterior, neste gráfico é possível observar que a mediana (2º quartil) se encontra bem no meio das caixas, demonstrando que o comportamento da função objetivo foi normalmente distribuído em todas as simulações. Desta forma é possível observar que entre os casos de 0 a 3 há uma redução dos valores da função objetivo em um sentido geral, com o detalhe de que o caso 3 apresenta uma maior distribuição das violações que o caso 2. Já entre os casos de 3 e 4 é possível observar que o caso 3 pode chegar a valores melhores que o caso 4, sendo que o caso 4 tem características muito parecidas com o caso 2, entretanto, nenhum dos casos supera o comportamento do caso 5, o qual apresentou o melhor resultado.

Figura 45: Probabilidade dos Casos 1, 2, 3, 4 e 5 de terem a quantidade de violações menor ou igual à média do Caso 0.

Fonte: Próprio Autor.

Figura 46: *Boxplot* da quantidade de violações para cada caso.

Fonte: Próprio Autor.

5.11.1.3 Maior intensidade de violação

Já no comportamento da maior intensidade de violação, com a variação das cargas, na Figura 47 pode-se perceber que todos os casos com SAEB permanecem com maior probabilidade de serem melhor que o caso 0, entretanto, a melhoria não é tão impactante quanto nas análises anteriores, esse comportamento indica que a inclusão do SAEB ajuda, mas não consegue mitigar as violações e nem obter uma grande melhoria na maior intensidade de violação com as atuações planejadas, porém, os SAEBs tem sempre maior chance de ter uma intensidade de violação menor do que o caso sem o SAEB.

Figura 47: Probabilidade acumulada ajustada à distribuição normal da maior intensidade de violação para cada caso.

Fonte: Próprio Autor.

Apesar desta característica, os casos 3 e 5 demonstram que uma maior capacidade de armazenamento tem mais impacto na chance do SDEE ter uma menor intensidade de violação. Comparando o caso 3 e 4 observa-se que a potência instalada não possui tanto impacto quanto nas análises anteriores, visto que o caso 4, mesmo com uma potência menor, teve melhores resultados. Isto indica que a relação entre potência instalada e capacidade de armazenamento têm mais impacto nesta análise. Além de ser possível observar que a descentralização dos SAEBs tem um impacto positivo menor em relação à centralização. A Figura 48 representa melhor essa característica, na qual é observado que a centralização em conjunto com uma maior capacidade de armazenamento em relação à potência instalada, pode ter um impacto melhor no SDEE.

Figura 48: Probabilidade dos Casos 1, 2, 3, 4 e 5 de terem a maior intensidade de violação menor ou igual à média do Caso 0.

Fonte: Próprio Autor.

A Figura 49 demonstra a posição dos dados, com os valores de mínimo, máximo, 1º, 2º e 3º quartil, em conjunto com os valores discrepantes. Neste gráfico é possível se observar que a mediana se encontra bem no meio das caixas do quartil, logo, é possível concluir que em todas as simulações o comportamento da intensidade de violação foi normalmente distribuída. Desta forma, é possível observar que há intensidades de violações muito menores do que no caso 5, com o caso 3 e 4 tendo resultados muito parecidos, porém todos melhores do que o caso 0.

Figura 49: *Boxplot* da maior intensidade de violação para cada caso.

Fonte: Próprio Autor.

Considerações finais

Neste trabalho foi desenvolvida uma metodologia para encontrar boas alocações e atuações de SAEBs em SDEE para melhorar o perfil de tensão, observando as variações diárias, violações e máxima intensidade de violações. Para isto, foi implementado uma nova abordagem matricial para as restrições de *SoC*, incluindo as restrições de igualdade para um planejamento da atuação dos SAEBs. Essas restrições e o problema de melhoria do perfil de tensão foram modelados na forma de otimização e solucionados utilizando-se de uma modificação no EPSO que mantém as partículas dentro da região factível de busca em conjunto com o PS.

Devido às características de busca do EPSO e à não garantia de convergência para uma solução ótima, o método proposto é testado 500 vezes, variando aleatoriamente dentro de um range de 0 a 1 os coeficientes de busca do EPSO. Desta forma, é observada uma característica de distribuição normalmente distribuída nas soluções encontradas pelo EPSO/PS modificado. Dentre todas as soluções encontradas pelos testes, a melhor é utilizada como a solução final do método, sendo mais detalhada e expondo como o SDEE se comporta com a alocação, fator de potência e atuação do SAEB descritas na solução.

Todos os 500 testes da metodologia proposta são realizados para uma curva de demanda das cargas instaladas no SDEE, entretanto, devido às características estocásticas das cargas, uma simulação de Monte Carlo é aplicada à melhor solução encontrada, para se verificar como o SDEE se comporta com diversas curvas de cargas quando aplicado à atuação e alocação planejada.

Ao todo foram analisados cinco casos com SAEBs, os casos tinham o intuito de demonstrar o funcionamento da metodologia proposta e investigar a influência que a variação dos parâmetros técnicos dos SAEBs exercem em um SDEE, para isso foi usado um sistema de 33 barras amplamente utilizado na literatura. Após a solução encontrada pelo EPSO/PS, os casos foram avaliados do ponto de vista determinístico (utilizando-se de uma curva de demanda média) e do ponto de vista probabilístico (utilizando-se de variações normalmente distribuídas da curva de demanda média).

Na análise determinística foi evidenciado que todos os casos se comportam melhor que

o caso base (sem a utilização de SAEBs), demonstrando que a metodologia proposta consegue de fato encontrar boas soluções para a alocação e atuação dos SAEBs. Vale destacar que todos os casos melhoram todos os três aspectos considerados neste trabalho (variação de tensão diária, quantidade de violações e intensidade de violações). Entretanto, é observado que para essa melhoria de tensão mais de um ciclo de carga e descarga é necessário, degradando a vida útil dos SAEBs, sendo observado que SAEBs com menor capacidade de armazenamento sofrem uma maior degradação do que SAEBs com maior capacidade de armazenamento, essa conclusão foi evidenciada ao se utilizar das informações de vida útil de baterias de Li-Íon.

Porém, um indicativo observado neste trabalho foi de que os SAEBs com maior capacidade de armazenamento possuem um maior impacto na melhoria do perfil de tensão e que a potência instalada influencia, mas não é o principal fator para esta melhoria. Outro fator observado na influência da melhoria do perfil de tensão é o paradigma de centralização e descentralização da potência e capacidade de armazenamento de energia instalada em um SDEE, no qual os resultados indicam que um SAEB com potência e capacidade maior tem um impacto melhor do que vários SAEBs distribuídos no SDEE. Isto se deve pois os maiores problemas relacionados à tensão são observados no final do alimentador, onde dispositivos que possam contribuir para a melhoria possuem maior impacto.

Na análise probabilística foi observada características parecidas com o apresentado nas análises determinísticas. Capacidade de armazenamento, maior potência e maior centralização tinham melhores impactos no SDEE. Essa característica é melhor observada ao se analisar o comportamento do SDEE do ponto de vista de quantidade de violações, no qual o caso com maior potência instalada e capacidade de armazenamento teve uma performance superior aos outros casos. Já na maior intensidade de violação, é observado que a relação entre potência instalada e capacidade de armazenamento também influencia.

Por fim, pode-se observar que a metodologia proposta obtém boas soluções na busca de alocação, atuação e fator de potência. Na análise probabilística pode-se constatar que as soluções encontradas também possuem maior probabilidade de manter o SDEE melhor do que se os SAEBs não estivessem alocados e atuando. Estes resultados indicam que SAEBs podem contribuir de forma significativa para a melhoria do perfil de tensão, ampliando a gama de aplicações desses dispositivos, sendo empresas distribuidoras de energia elétrica as principais interessadas na melhoria deste aspecto do SDEE.

Outros aspectos podem ser pleiteados a partir dos resultados obtidos, por exemplo, a utilização mútua de outras aplicações dos SAEBs em conjunto com a melhoria do perfil de tensão ou observar o comportamento estocástico de GDs renováveis e seu impacto na melhoria do perfil de tensão na presença de SAEBs, ou ainda observar se o paradigma da centralização/descentralização apresenta o mesmo comportamento para outras aplicações. Vale ainda complementar que o planejamento da alocação e atuação desses dispositivos deve passar por estudos de dimensionamento, análises econômicas e aprofundamentos nos

estudos de vida útil, sendo esses não contemplados no escopo deste trabalho.

6.1 Artigos desenvolvidos durante a pesquisa

MONTEIRO, F. M. S.; ASADA, E. N.; OLESKOVICZ, M.; BICZKOWSKI, M. Sizing of Battery Energy Storage System in Distribution Systems for Voltage Profile Improvement. In: **VII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos**, Niterói, 2018.

MORAIS, S. A.; MONTEIRO, F. M. S.; VIEIRA, J. C. M.; ASADA, E. N.; BICZKOWSKI, M. Impact Index for Allocating Transportable Energy Storage Systems in Power Distribution Networks. In: **2019 IEEE Milan PowerTech**, Milan, 2019. (aceito)

SOUZA, J. V.; MOMESSO, A. E. C.; MONTEIRO, F. M. S.; OTTO, R. B.; ASADA, E. N. Intelligent management of battery system for energy arbitrage. In: **2019 IEEE Milan PowerTech**, Milan, 2019. (aceito)

SOUZA, J. V.; FARIA, W. R.; MONTEIRO, F. M. S.; OTTO, R. B.; BICZKOWSKI, M.; ASADA, E. N. Battery Energy Storage System Allocation in Distribution Systems for Power Loss and Operational Costs Reduction. In: **2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technology Latin America**, Gramado, 2019. (submetido)

Referências

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, Módulo 3: Acesso ao Sistema de Distribuição. 2016. Revisão 7 - Resolução Normativa nº 730/2016, 2016.

_____. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, Módulo 2: Qualidade da Energia Elétrica. 2017. Revisão 10 - Resolução Normativa nº 794/2017, 2017.

ALHARBI, H.; BHATTACHARYA, K. Stochastic optimal planning of battery energy storage systems for isolated microgrids. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, 2018. v. 9, n. 1, p. 211–227, Jan 2018. ISSN 1949-3029.

ANGELINE, P. J. Using selection to improve particle swarm optimization. In: **1998 IEEE International Conference on Evolutionary Computation Proceedings. IEEE World Congress on Computational Intelligence (Cat. No.98TH8360)**. [S.l.: s.n.], 1998. p. 84–89.

BARAN, M. E.; WU, F. F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 1989. v. 4, n. 2, p. 1401–1407, Apr 1989. ISSN 0885-8977.

BOLLEN, M. H. J.; RIBEIRO, P.; GU, I. Y. H.; DUQUE, C. A. Trends, challenges and opportunities in power quality research. **European Transactions on Electrical Power**, 2010. John Wiley & Sons, Ltd., v. 20, n. 1, p. 3–18, 2010. ISSN 1546-3109. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1002/etep.370>>.

CESPEDES, R. G. New method for the analysis of distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 1990. v. 5, n. 1, p. 391–396, Jan 1990. ISSN 0885-8977.

CHEN, T. H.; CHEN, M. S.; HWANG, K. J.; KOTAS, P.; CHEBLI, E. A. Distribution system power flow analysis-a rigid approach. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 1991. v. 6, n. 3, p. 1146–1152, Jul 1991. ISSN 0885-8977.

CIRIC, R. M.; FELTRIN, A. P.; OCHOA, L. F. Power flow in four-wire distribution networks-general approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2003. v. 18, n. 4, p. 1283–1290, Nov 2003. ISSN 0885-8950.

DATTA, U.; KALAM, A.; SHI, J. Battery energy storage system for transient frequency stability enhancement of a large-scale power system. In: **2017 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)**. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–5.

DEEBA, S. R.; SHARMA, R.; SAHA, T. K.; CHAKRABORTY, D.; THOMAS, A. Evaluation of technical and financial benefits of battery-based energy storage systems in distribution networks. **IET Renewable Power Generation**, 2016. v. 10, n. 8, p. 1149–1160, 2016. ISSN 1752-1416.

DIVYA, K.; OSTERGAARD, J. Battery energy storage technology for power systems. an overview. **Electric Power Systems Research**, 2009. v. 79, n. 4, p. 511 – 520, 2009. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779608002642>>.

DUGAN, R.; SANTOSO, S.; MCGRANAGHAN, M.; BEATY, H. **Electrical Power Systems Quality**. [S.l.]: McGraw-Hill Education, 2002. (McGraw-Hill professional engineering). ISBN 9780071501910.

DUGAN, R. C.; MCDERMOTT, T. E. An open source platform for collaborating on smart grid research. In: **2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting**. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–7. ISSN 1932-5517.

DUGAN, R. C.; TAYLOR, J. A.; MONTENEGRO, D. Energy storage modeling for distribution planning. **IEEE Transactions on Industry Applications**, 2017. v. 53, n. 2, p. 954–962, March 2017. ISSN 0093-9994.

EVERITT, B.; SKRONDAL, A. **The Cambridge Dictionary of Statistics**. [S.l.]: Cambridge University Press, 2010. ISBN 9780521766999.

FERREIRA, D. G. **Métodos sem derivadas para programação não linear: problemas com restrições lineares e ruído na função objetivo**. Tese (Doutorado em Matemática Aplicada) — Universidade Estadual de Campinas, 2017.

GEORGILAKIS, P. S.; HATZIARGYRIOU, N. D. Optimal distributed generation placement in power distribution networks: Models, methods, and future research. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2013. v. 28, n. 3, p. 3420–3428, Aug 2013. ISSN 0885-8950.

HADJIPASCHALIS, I.; POULLIKKAS, A.; EFTHIMIOU, V. Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2009. v. 13, n. 6, p. 1513 – 1522, 2009. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032108001664>>.

HEMMATI, R.; AZIZI, N. Advanced control strategy on battery storage system for energy management and bidirectional power control in electrical networks. **Energy**, 2017. v. 138, p. 520 – 528, 2017. ISSN 0360-5442. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544217312471>>.

HOOKE, R.; JEEVES, T. A. “ direct search” solution of numerical and statistical problems. **J. ACM**, 1961. ACM, New York, NY, USA, v. 8, n. 2, p. 212–229, abr. 1961. ISSN 0004-5411. Disponível em: <<http://doi.acm.org/10.1145/321062.321069>>.

- KANNAN, S.; SLOCHANAL, S. R.; SUBBARAJ, P.; PADHY, N. P. Application of particle swarm optimization technique and its variants to generation expansion planning problem. **Electric Power Systems Research**, 2004. v. 70, n. 3, p. 203 – 210, 2004. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779603003079>>.
- KENNEDY, J.; EBERHART, R. Particle swarm optimization. In: **Neural Networks, 1995. Proceedings., IEEE International Conference on**. [S.l.: s.n.], 1995. v. 4, p. 1942–1948 vol.4.
- KENNEDY, J.; EBERHART, R. C. A discrete binary version of the particle swarm algorithm. In: **1997 IEEE International Conference on Systems, Man, and Cybernetics. Computational Cybernetics and Simulation**. [S.l.: s.n.], 1997. v. 5, p. 4104–4108 vol.5. ISSN 1062-922X.
- KHUNTIA, S. R.; RUEDA, J. L.; MEIJDEN, M. A. M. van der. Forecasting the load of electrical power systems in mid- and long-term horizons: a review. **IET Generation, Transmission Distribution**, 2016. v. 10, n. 16, p. 3971–3977, 2016. ISSN 1751-8687.
- KHUSHALANI, S.; SOLANKI, J. M.; SCHULZ, N. N. Development of three-phase unbalanced power flow using pv and pq models for distributed generation and study of the impact of dg models. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2007. v. 22, n. 3, p. 1019–1025, Aug 2007. ISSN 0885-8950.
- LAWDER, M. T.; SUTHAR, B.; NORTHROP, P. W. C.; DE, S.; HOFF, C. M.; LEITERMANN, O.; CROW, M. L.; SANTHANAGOPALAN, S.; SUBRAMANIAN, V. R. Battery energy storage system (bess) and battery management system (bms) for grid-scale applications. **Proceedings of the IEEE**, 2014. v. 102, n. 6, p. 1014–1030, June 2014. ISSN 0018-9219.
- LEVITIN, G.; KALYUZHNY, A.; SHENKMAN, A.; CHERTKOV, M. Optimal capacitor allocation in distribution systems using a genetic algorithm and a fast energy loss computation technique. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 2000. v. 15, n. 2, p. 623–628, Apr 2000. ISSN 0885-8977.
- LEWIS, R. M.; TORCZON, V. Pattern search methods for linearly constrained minimization. **SIAM Journal on Optimization**, 2000. SIAM, v. 10, n. 3, p. 917–941, 2000.
- MEHMOOD, K. K.; KHAN, S. U.; LEE, S. J.; HAIDER, Z. M.; RAFIQUE, M. K.; KIM, C. H. Optimal sizing and allocation of battery energy storage systems with wind and solar power dgs in a distribution network for voltage regulation considering the lifespan of batteries. **IET Renewable Power Generation**, 2017. v. 11, n. 10, p. 1305–1315, 2017. ISSN 1752-1416.
- MILANOVIC, J.; Iglesias (Convenor), J.; ARLT, D.; BARTAK, G.; BOLLEN, M.; BYRNE, D.; CHAPMAN, D.; DELAHUNTY, A.; EYROLLES, P.; FUMAGALLI, E.; HAGER, M.; HANZELKA, Z.; HOWE, B.; JAHN, R.; MCEACHERN, A.; MCMICHAES, I.; MILANOVI?, J.; PAZOS, P.; TARGOSZ, R.; TREMBLAY, M.; CASTEREN, J.; BERGH, M.; VENKATESH, R.; VERDE, P. **CIGRE/CIREN JWG C4.107 : Economic Framework for Power Quality**. Paris: CIGRE, 2011. 90-95 p.

- MIRANDA, V.; FONSECA, N. Epso-evolutionary particle swarm optimization, a new algorithm with applications in power systems. In: **IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition**. [S.l.: s.n.], 2002. v. 2, p. 745–750 vol.2.
- MONSON, C. K.; SEPPI, K. D. Linear equality constraints and homomorphous mappings in pso. In: **2005 IEEE Congress on Evolutionary Computation**. [S.l.: s.n.], 2005. v. 1, p. 73–80 Vol.1. ISSN 1089-778X.
- MONTICELLI, A. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. São Paulo: E. Blucher, 1983.
- PAQUET, U.; ENGELBRECHT, A. P. A new particle swarm optimiser for linearly constrained optimisation. In: **Evolutionary Computation, 2003. CEC '03. The 2003 Congress on**. [S.l.: s.n.], 2003. v. 1, p. 227–233 Vol.1.
- PARK, J. Y.; SOHN, J. M.; PARK, J. K. Optimal capacitor allocation in a distribution system considering operation costs. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2009. v. 24, n. 1, p. 462–468, Feb 2009. ISSN 0885-8950.
- POLI, R.; KENNEDY, J.; BLACKWELL, T. Particle swarm optimization. **Swarm Intelligence**, 2007. v. 1, n. 1, p. 33–57, Jun 2007. ISSN 1935-3820. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s11721-007-0002-0>>.
- POULLIKKAS, A. A comparative overview of large-scale battery systems for electricity storage. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2013. v. 27, p. 778 – 788, 2013. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113004620>>.
- RAO, S. S. Introduction to optimization. In: _____. **Engineering Optimization**. John Wiley e Sons, Inc., 2009. p. 1–62. ISBN 9780470549124. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1002/9780470549124.ch1>>.
- RIBEIRO, P. F.; JOHNSON, B. K.; CROW, M. L.; ARSOY, A.; LIU, Y. Energy storage systems for advanced power applications. **Proceedings of the IEEE**, 2001. v. 89, n. 12, p. 1744–1756, Dec 2001. ISSN 0018-9219.
- RIEGER, P. H. Mechanisms of electrode processes. In: _____. **Electrochemistry**. Dordrecht: Springer Netherlands, 1994. p. 247–314. ISBN 978-94-011-0691-7. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/978-94-011-0691-7_5>.
- SEDGHI, M.; AHMADIAN, A.; ALIAKBAR-GOLKAR, M. Optimal storage planning in active distribution network considering uncertainty of wind power distributed generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2016. v. 31, n. 1, p. 304–316, Jan 2016. ISSN 0885-8950.
- SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, H. W.; SEMLYEN, A.; LUO, G. X. A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, 1988. v. 3, n. 2, p. 753–762, May 1988. ISSN 0885-8950.
- STORN, R.; PRICE, K. Differential evolution – a simple and efficient heuristic for global optimization over continuous spaces. **Journal of Global Optimization**, 1997. v. 11, n. 4, p. 341–359, Dec 1997. ISSN 1573-2916. Disponível em: <<https://doi.org/10.1023/A:1008202821328>>.

- STOTT, B.; ALSAC, O. Fast decoupled load flow. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, 1974. PAS-93, n. 3, p. 859–869, May 1974. ISSN 0018-9510.
- THE NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. Distributed energy resources capacity and generation forecasts. 2018. Paris, 2018. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/analysis/dgen/>>. Acesso em: 27 dez. 2018.
- TINNEY, W. F.; HART, C. E. Power flow solution by newton's method. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, 1967. PAS-86, n. 11, p. 1449–1460, Nov 1967. ISSN 0018-9510.
- TRANSPOWER. System operator – load graphs. 2017. 2017. Disponível em: <<https://www.transpower.co.nz/system-operator/operational-information/load-graphs>>.
- U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. Doe global energy storage database. 2017. 2017. Disponível em: <<http://www.energystorageexchange.org/>>. Acesso em: 13 jun. 2017.
- VALLE, Y. del; VENAYAGAMOORTHY, G. K.; MOHAGHEGHI, S.; HERNANDEZ, J. C.; HARLEY, R. G. Particle swarm optimization: Basic concepts, variants and applications in power systems. **IEEE Transactions on Evolutionary Computation**, 2008. v. 12, n. 2, p. 171–195, April 2008. ISSN 1089-778X.
- XU, X.; BISHOP, M.; OIKARINEN, D. G.; HAO, C. Application and modeling of battery energy storage in power systems. **CSEE Journal of Power and Energy Systems**, 2016. v. 2, n. 3, p. 82–90, Sept 2016.
- YENIAY, Ö. Penalty function methods for constrained optimization with genetic algorithms. **Mathematical and computational Applications**, 2005. Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 10, n. 1, p. 45–56, 2005. Disponível em: <<https://doi.org/10.3390/mca10010045>>.
- ZAKERI, B.; SYRI, S. Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2015. v. 42, p. 569 – 596, 2015. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114008284>>.
- ZHANG, C.; WEI, Y.-L.; CAO, P.-F.; LIN, M.-C. Energy storage system: Current studies on batteries and power condition system. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2018. v. 82, p. 3091 – 3106, 2018. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117314077>>.
- ZHANG, W.-J.; XIE, X.-F. Depso: hybrid particle swarm with differential evolution operator. In: **Systems, Man and Cybernetics, 2003. IEEE International Conference on**. [S.l.: s.n.], 2003. v. 4, p. 3816–3821 vol.4. ISSN 1062-922X.
- ZHANG, Y.; DONG, Z. Y.; LUO, F.; ZHENG, Y.; MENG, K.; WONG, K. P. Optimal allocation of battery energy storage systems in distribution networks with high wind power penetration. **IET Renewable Power Generation**, 2016. v. 10, n. 8, p. 1105–1113, 2016. ISSN 1752-1416.
- ZHENG, Y.; DONG, Z. Y.; LUO, F. J.; MENG, K.; QIU, J.; WONG, K. P. Optimal allocation of energy storage system for risk mitigation of discos with high renewable penetrations. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2014. v. 29, n. 1, p. 212–220, Jan 2014. ISSN 0885-8950.

ZIMMERMAN, R. D.; CHIANG, H.-D. Fast decoupled power flow for unbalanced radial distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, 1995. v. 10, n. 4, p. 2045–2052, Nov 1995. ISSN 0885-8950.

Anexos

Dados do sistema de distribuição de energia elétrica teste

Tabela 25: Dados de carga do sistema de distribuição de energia elétrica teste.

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

Fonte: Adaptado de Baran e Wu (1989)

Tabela 26: Dados de linha do sistema de distribuição de energia elétrica teste.

Barra inicial	Barra final	$R(\Omega)$	$X(\Omega)$
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

Fonte: Adaptado de Baran e Wu (1989)