

Universidade Federal de Juiz de Fora
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Mestrado em Engenharia Elétrica

Caio Fábio Bernardo Machado

**METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DE VALOR LOCACIONAL DE
SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

Juiz de Fora
Abril 2024

Caio Fábio Bernardo Machado

**METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DE VALOR LOCACIONAL DE
SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica, da Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre.

Orientador: Prof. Dr. Ivo Chaves da Silva Junior
Coorientador: Prof. Dr. Leonardo Willer de Oliveira

Juiz de Fora
2024

Ficha catalográfica elaborada através do programa de geração automática da Biblioteca Universitária da UFJF, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Machado, Caio Fábio Bernardo.

METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DE VALOR LOCACIONAL DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO / Caio Fábio Bernardo Machado. -- 2024.

86 p. : il.

Orientador: Ivo Chaves da Silva Junior

Coorientador: Leonardo Willer de Oliveira

Dissertação (mestrado acadêmico) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2024.

1. Sistema de Armazenamento de Energia. 2. BESS. 3. Bateria. 4. metodologia de valor locacional. 5. Algoritmo Genético. I. Silva Junior, Ivo Chaves da , orient. II. Oliveira, Leonardo Willer de , coorient. III. Título.

Caio Fábio Bernardo Machado

**METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DE VALOR LOCACIONAL DE
SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica, da Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre.

Aprovada em 01 de abril de 2024

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Ivo Chaves da Silva Junior - Orientador
Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Dr. Leonardo Willer de Oliveira - Coorientador
Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof.^a Dr.^a Isabela Miranda de Mendonça
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Sudeste de Minas Gerais

Prof. Dr. André Luis Marques Marcato
Universidade Federal de Juiz de Fora



Documento assinado eletronicamente por **Ivo Chaves da Silva Junior, Professor(a)**, em 01/04/2024, às 09:46, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Andre Luis Marques Marcato, Professor(a)**, em 01/04/2024, às 09:50, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Isabela Miranda de Mendonça, Usuário Externo**, em 01/04/2024, às 10:25, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Leonardo Willer de Oliveira, Professor(a)**, em 01/04/2024, às 12:11, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no Portal do SEI-Uffj (www2.uffj.br/SEI) através do ícone Conferência de Documentos, informando o código verificador **1718734** e o código CRC **A10E375E**.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente ao Deus Altíssimo, a quem pertence todo conhecimento, por me inspirar e me fortalecer para alcançar êxito neste desafio.

À minha esposa, Priscila Soares Rangel Bernardo, por ser a minha companheira de vida e incentivadora para galgar metas sempre superiores. E as minhas filhas, Noemi e Ana, por me motivarem a ser sempre uma pessoa e um profissional melhor.

Agradeço também à minha mãe, Eliane Alexandrino Bernardo, pela dedicação na minha criação e formação, e pelo apoio na criação das minhas filhas. Também aos meus avós maternos pela tão grande contribuição na formação do meu caráter, sendo cooperadores da minha mãe na minha criação e formação.

Aos meus tios maternos por sempre estarem perto de mim com palavras de apoio e orações, reservando um lugar de destaque para minha tia Vania Cristina Alexandrino Bernardo, que foi a minha grande incentivadora desde minha tenra idade, com conselhos, ações e suporte que sugeriam sempre o melhor caminho que eu devia tomar, os quais não me deixaram errar e me fizeram chegar até aqui, bem como por sua oportuna revisão linguística desta dissertação.

Ao meu orientador, Ivo Chaves da Silva Junior, pela confiança que teve em mim; por sempre estar disponível e acessível; por todas as ajudas durante a elaboração do trabalho; pelos ensinamentos compartilhados; e por me apresentar a otimização por meta-heurísticas. Agradeço também ao meu coorientador, Leonardo Willer de Oliveira pela disponibilidade e apoio durante o mestrado.

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFJF, ao INERGE, FAPEMIG, CAPES e CNPq por todo suporte para desenvolvimento deste estudo.

“Nele estão escondidos todos os tesouros da sabedoria e do conhecimento.” (BÍBLIA, Cl 2.3, 2021)

Resumo

Uma nova transição energética vem acontecendo no mundo com foco na descarbonização, descentralização e digitalização; e as fontes de energia renováveis são protagonistas nesse cenário de mudança. Porém, apesar de suas muitas vantagens, estas fontes de energia também têm suas fraquezas, as quais têm sido objeto de pesquisa na atualidade, para que sejam mitigadas. Por isso, este estudo também se debruça nessa pesquisa para dar sua contribuição para resolução dos desafios enfrentados nesta transição. Segundo a revisão bibliográfica elaborada, em boa parte das pesquisas realizadas com a finalidade de superar esse desafio, os sistemas de armazenamento de energia são a solução com maior potencial de redução das desvantagens que acompanham a geração renovável. Portanto, a presente dissertação propõe uma metodologia de otimização para a determinação de valor locacional de sistemas de armazenamento de energia, do inglês *Energy Storage Systems* (ESS), em redes elétricas de distribuição, considerando índice de perdas e de redução de violação de tensão. A metodologia foi aplicada alocando-se sistemas de armazenamento de energia a bateria, do inglês *Battery Energy Storage Systems* (BESS), em dois circuitos de distribuição, IEEE 13 Barras e CKT5 da EPRI, em cinco cenários de capacidade do BESS distintos. Em seguida, é apresentada a validação desta metodologia comparando os seus resultados com uma otimização meta-heurística já consolidada, o Algoritmo Genético (AG), contando ainda com uma comparação de esforço computacional.

Palavras-chave: Sistema de Armazenamento de Energia; BESS; Bateria; IEEE 13 Barras; CKT5; metodologia de valor locacional, Algoritmo Genético.

Abstract

A new energy transition has been taking place in the world with a focus on decarbonization, decentralization and digitalization; and renewable energy sources are protagonists in this changing scenario. However, despite their many advantages, these energy sources also have their weaknesses, which have been the subject of current research, so that they can be mitigated. Therefore, this study also focuses on this research to make its contribution to resolving the challenges faced in this transition. According to the literature review prepared, in much of the research carried out with the aim of overcoming this challenge, energy storage systems are the solution with the greatest potential for reducing the disadvantages that accompany renewable generation. Therefore, this dissertation proposes an optimization methodology for determining the locational value of energy storage systems (ESS), in electrical distribution networks, considering loss rates and voltage violation reduction. The methodology was applied by allocating battery energy storage systems (BESS), in two distribution circuits, IEEE 13 Bars and EPRI's CKT5, in five different BESS capacity scenarios. Next, the validation of this methodology is presented by comparing its results with an already consolidated meta-heuristic optimization, the Genetic Algorithm (GA), also counting on a comparison of computational effort.

Keywords: Energy Storage System; BESS; Battery; IEEE 13 Bus; CKT5; locational value methodology, Genetic Algorithm.

Lista de Ilustrações

FIGURA 1 - TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO E SEUS TEMPOS DE DESCARGA VS POTÊNCIA NOMINAL.....	31
FIGURA 2 – EXEMPLO DE MAPA DE CALOR PARA REPRESENTAÇÃO DO VL.....	36
FIGURA 3 - MAPAS DE CALOR DA INSERÇÃO DO DISPOSITIVO HIPOTÉTICO	41
FIGURA 4 - FLUXOGRAMA DE APLICAÇÃO DO ALGORITMO GENÉTICO.....	46
FIGURA 5 - REPRESENTAÇÃO DO INDIVÍDUO PARA O SISTEMA IEEE 13 BARRAS	47
FIGURA 6 - REPRESENTAÇÃO DO INDIVÍDUO PARA O CIRCUITO CKT5 EPRI	48
FIGURA 7 - DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA IEEE 13 BARRAS.....	49
FIGURA 8 - SISTEMA CKT5.....	51
FIGURA 9 - CURVA DE CARGA ADOTADA	52
FIGURA 10 - CURVA DE IRRADIAÇÃO SOLAR CONSIDERADA	54
FIGURA 11 - CURVA DE GERAÇÃO EÓLICA ADOTADA.....	57
FIGURA 12 - ENERGIA ARMAZENADA, CURVA DE DESPACHO (CURVA DE CARGA) E GATILHOS	62
FIGURA 13 - CURVA DE DESPACHO DO ARMAZENAMENTO	63
FIGURA 14 - ENERGIA ARMAZENADA, CURVA DE PREÇOS E GATILHOS.....	64
FIGURA 15 - DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA IEEE 13 BARRAS COM RED.....	68
FIGURA 16 - DIAGRAMA UNIFILAR DO CIRCUITO CKT5 COM RED	68
FIGURA 17 - RESULTADOS DE VALORES LOCACIONAIS PARA INSERÇÃO DOS BESS NO IEEE 13 BARRAS.....	70
FIGURA 18 - RESULTADOS DE VALORES LOCACIONAIS PARA INSERÇÃO DOS BESS NO CKT5	73
FIGURA 19 - MELHORES BARRAS OBTIDAS NAS 100 SIMULAÇÕES DO AG.	77

Lista de Tabelas

TABELA 1 - ALGUMAS CARACTERÍSTICAS DAS BATERIAS MAIS UTILIZADAS	25
TABELA 2 - VALORES RANDÔMICOS DE SENSIBILIDADE DE PERDAS E VIOLAÇÃO DE TENSÃO PARA AS BARRAS DO CIRCUITO IEEE 13 BARRAS	39
TABELA 3 - ÍNDICES NORMALIZADOS	40
TABELA 4 - CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA CKT5.....	50
TABELA 5 - PRINCIPAIS PROPRIEDADES DO <i>PVSYSTEM</i>	53
TABELA 6 - PARAMETRIZAÇÃO GERAL DO <i>PVSYSTEM</i> PARA APLICAÇÃO NO SISTEMA IEEE 13 BARRAS.....	54
TABELA 7 - PARAMETRIZAÇÃO GERAL DO <i>PVSYSTEM</i> PARA APLICAÇÃO NO SISTEMA CKT555	
TABELA 8 - PRINCIPAIS PARÂMETROS PARA ESTA APLICAÇÃO.....	57
TABELA 9 - PRINCIPAIS PARÂMETROS PARA A APLICAÇÃO NO SISTEMA IEEE 13 BARRAS ..	58
TABELA 10 - PRINCIPAIS PARÂMETROS PARA O SISTEMA CKT5.....	59
TABELA 11 - MODELOS DE GERADOR OFERECIDOS PELO OPENDSS	60
TABELA 12 - PRINCIPAIS PROPRIEDADES DO ELEMENTO STORAGE	65
TABELA 13 - PARAMETRIZAÇÃO PARA OS CENÁRIOS APLICADOS NESTE ESTUDO	66
TABELA 14 - BARRAS E CAPACIDADES NOMINAIS DAS RED INSERIDAS NOS CASOS BASE...	67
TABELA 15 - CENÁRIOS CONSIDERADOS PARA O ESTUDO	69
TABELA 16 - MELHORES BARRAS E RECORRÊNCIA DE SUAS APARIÇÕES NAS SIMULAÇÕES.	76
TABELA 17 - MELHORES BARRAS E SUAS RECORRÊNCIAS NAS SIMULAÇÕES NO CKT5.....	78
TABELA 18 - TEMPO MÉDIO DE PROCESSAMENTO AG E TEMPO DE PROCESSAMENTO VL ..	79

Lista de Abreviaturas e Siglas

AG	Algoritmo Genético
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
CAES	<i>Compressed Air Energy Storage</i>
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
ESS	<i>Energy Storage System</i>
FES	<i>Flywheel Energy Storage</i>
FOB	Função Objetivo
GD	Geração Distribuída
HES	<i>Hydrogen Energy Storage</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
OpenDSS	<i>Open Distribution System Simulator</i>
PCE	<i>Power Conversion Element</i>
PCM	<i>Phase Change Materials</i>
PHES	<i>Pumped Hydroelectric Energy Storage</i>
ProDist	Procedimentos de Distribuição
PV ou FV	Fotovoltaico
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
SC	<i>Super Capacitor Energy Storage</i>
SMES	<i>Superconducting Magnetic Energy Storage</i>
TC	<i>Thermochemical</i>
TES	<i>Thermal Energy Storage</i>
UHER	Usina Hidrelétrica Reversível
UPS	Suprimento Ininterrupto de Energia
V2G	<i>Vehicle-to-Grid</i>
VL	Valor Locacional
VOL	Volante de Inércia

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO	15
1.2	MOTIVAÇÃO DA PESQUISA	17
1.3	OBJETIVO DA PESQUISA	18
1.4	PUBLICAÇÕES DECORRENTES DA PESQUISA	19
1.5	ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	19
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA E DESCRIÇÃO DE ESS	21
2.1	VISÃO GERAL DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	21
2.2	ARMAZENAMENTO ELETROQUÍMICO DE ENERGIA	23
2.2.1	<i>Sistema de Armazenamento de Energia a Bateria - (Battery Energy Storage System - BESS)</i>	24
2.2.2	<i>Célula de Combustível de Armazenamento de Energia a Hidrogênio - (Hydrogen Energy Storage - HES)</i>	25
2.3	ARMAZENAMENTO MECÂNICO DE ENERGIA	26
2.3.1	<i>Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHER) - (Pumped Hydroelectric Energy Storage - PHES)</i>	26
2.3.2	<i>Armazenamento de Energia a Ar Comprimido - (Compressed Air Energy Storage - CAES)</i>	27
2.3.3	<i>Volante de Inércia (Vol) - (Flywheel Energy Storage - FES)</i>	27
2.4	ARMAZENAMENTO TÉRMICO DE ENERGIA - (<i>THERMAL ENERGY STORAGE - TES</i>)	28
2.5	ARMAZENAMENTO ELÉTRICO DE ENERGIA	29
2.5.1	<i>Armazenamento de Energia por Supercapacitor (SC) - (Super Capacitor Energy Storage)</i>	29
2.5.2	<i>Armazenamento Magnético por Supercondutor - (Superconducting Magnetic Energy Storage - SMES)</i>	30
2.6	BREVE ANÁLISE DAS PRINCIPAIS TECNOLOGIAS DE ESS	30
2.7	ALOCAÇÃO IDEAL DE ESS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	32
3	METODOLOGIA PROPOSTA	35
3.1	METODOLOGIA DE CÁLCULO DE VALOR LOCACIONAL	35

3.2	EXEMPLO NUMÉRICO	39
3.3	FUNÇÃO OBJETIVO	42
3.4	SOFTWARE UTILIZADO PARA APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA	42
3.4.1	<i>OpenDss</i>	43
3.4.2	<i>Comunicação python - OpenDSS</i>	44
3.5	ALGORITMO GENÉTICO.....	45
4	RESULTADOS.....	49
4.1	SISTEMA IEEE 13 BARRAS.....	49
4.2	SISTEMA EPRI CKT5.....	50
4.3	PARAMETRIZAÇÃO DOS DISPOSITIVOS NO OPENDSS.....	51
4.3.1	<i>Gerador fotovoltaico</i>	52
4.3.2	<i>Gerador eólico</i>	56
4.3.3	<i>Sistema de armazenamento de energia</i>	60
4.4	INSERÇÃO DOS SISTEMAS DE GERAÇÃO	67
4.5	MAPAS DE CALOR DO CÁLCULO DE VALOR LOCACIONAL.....	69
4.6	VALIDAÇÃO DO MÉTODO DE VALOR LOCACIONAL POR MEIO DE OTIMIZAÇÃO POR AG	74
4.7	ANÁLISE DE ESFORÇO COMPUTACIONAL	78
5	CONCLUSÕES	80
5.1	CONSIDERAÇÕES FINAIS	80
5.2	PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS.....	81
	REFERÊNCIAS	82

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

O desenvolvimento tecnológico e a consequente modernização das cidades junto ao crescimento populacional causaram um aumento exponencial do consumo de energia elétrica no mundo nas últimas cinco décadas. Segundo a *International Energy Agency* (IEA), em 2021, o consumo de eletricidade no mundo passou de 5268 TWh em 1974 para 22847 TWh em 2019, que significa um consumo 4,33 vezes maior nos últimos 45 anos considerados. Junto a esse aumento do consumo, o mundo se deparou com as preocupações ambientais relacionadas à emissão de gás carbônico proveniente da queima de combustíveis fósseis. Tais preocupações incentivaram políticas ambientais a fim de fomentar a descarbonização do setor elétrico, gerando um forte incentivo às energias renováveis, que se popularizaram, tanto no âmbito de Geração Distribuída (GD), quanto no de grandes usinas de utilidade pública. Traduzindo esse crescimento em números, a IEA (2022) apresentou que, em 2010, as gerações de energia eólica e solar somadas representavam pouco mais de 4% da matriz elétrica mundial, e que em 2022, representavam cerca de 24%, com expectativa que chegue a 36% da matriz mundial em 2027.

Boa parcela do crescimento da produção de energia elétrica por fontes renováveis encontra-se em forma de GD que El-Khattam e Salama (2004) a definiram como dispositivos de geração de energia de pequenas escalas instalados próximos aos terminais consumidores da rede de distribuição. Essa popularização da GD acarretou a descentralização de boa parcela da produção de energia; que, por sua vez, demanda uma digitalização dos dispositivos de medição, controle e proteção; a fim de possibilitar a administração das redes de distribuição que já não são as mesmas de anos atrás.

Esse cenário revela-nos que estamos num período de transição energética, com destaque para os três “D” que marcam e regem essa transição, os quais são:

Descarbonização, Descentralização e Digitalização. E tem-se como grandes protagonistas dessa grande transição as gerações solares e eólicas.

Os benefícios trazidos pela geração renovável são bem conhecidos e alinhados com a descarbonização do sistema elétrico, alguns deles são: redução de perda de energia no sistema; melhora no perfil de tensão da rede; minimização do custo de operação; melhora da qualidade de energia; e aumento da confiabilidade do sistema. Mas, a literatura revisada também não deixa de retratar os principais fatores negativos da geração renovável, entre os quais se destacam: a intermitência e a natureza estocástica que acarretam incertezas no despacho de energia (Ahmad; Brusco *et al.*; Rekioua; Thimet e Mavromatidis, 2023), (Dong Zhang *et al.*, 2022); a falta de inércia proveniente dos equipamentos eletrônicos incorporados aos sistemas renováveis que interferem na qualidade de energia com instabilidade de tensão e frequência (Thimet e Mavromatidis, 2023), (Dong Zhang *et al.*, 2022); requisitos de localização geográfica, tanto territorial, quanto relacionada à incidência de radiação solar (Rekioua, 2023), (Dong Zhang *et al.*, 2022); custo inicial (Rekioua, 2023).

Como os benefícios da GD são notáveis e a adoção desse novo modelo de gerações vem crescendo e tem perspectiva de um crescimento ainda maior, possíveis soluções para mitigar os pontos negativos desses sistemas vêm sendo estudadas. Dentre diversas soluções encontradas, segundo Thimet e Mavromatidis (2023); Jenkins (2018); e Gils (2022), os sistemas de armazenamento de energia ou *Energy Storage Systems* (ESS) mostram-se os mais proeminentes devido à sua característica de aplicabilidade versátil; tendo tecnologias que proporcionam correção instantânea, atuando na qualidade de energia; tecnologias de gerenciamento do despacho de potência a curto prazo, com carga e descarga diária e provimento de serviços auxiliares; e ainda, tecnologias de gerenciamento do despacho de energia a longo prazo, de carregamento e descarregamento sazonal; todas elas com possíveis aplicabilidades rentáveis a depender de cada legislação nacional.

Além da versatilidade, Ahmad (2023) e Dong Zhang *et al.* (2022) destacam que a integração dos sistemas de armazenamento de energia junto à geração renovável traz os seguintes benefícios: 1) aumento da confiabilidade no suprimento por meio da continuidade do fornecimento; 2) melhoria da qualidade de energia, suavizando as flutuações de frequência e tensão; 3) possibilidade de mudança de

horário de inserção da energia na rede; 4) redução da perda de potência; 5) alívio de congestionamento nas linhas; 6) melhoria do perfil de tensão; 7) arbitragem energética; 8) apoio emergencial; 9) retardo no plano de expansão das redes.

Diante desse contexto, esta pesquisa se debruça na proposição de uma metodologia de determinação de valor locacional de sistemas de armazenamento de energia em redes elétricas de distribuição.

1.2 Motivação da pesquisa

A alta taxa de inserção de fontes de energia renovável nos sistemas elétricos e os desafios que elas trazem aos sistemas, certamente, são os principais incentivadores do grande volume de pesquisa sobre sistemas de armazenamento de energia, nos últimos anos, principalmente pelo desafio da imprevisibilidade e intermitência que os sistemas de geração fotovoltaica e eólica trazem. Para este trabalho, este também foi o foco da pesquisa.

As abordagens do tema de alocação e/ou dimensionamento de ESS são feitas, na grande maioria das vezes, considerando sistemas com alta penetração de fontes renováveis; e os trabalhos recentes ainda abordam um planejamento de inserção de fontes renováveis coordenadas aos sistemas de armazenamento de energia desde o início do projeto, sem que tenha havido inserção prévia de geração renovável no sistema em questão; como, por exemplo, nos artigos de Khasanov *et al.*; e Siddique *et al.* (2021). A diversidade de abordagens para determinação da alocação e/ou dimensionamento dos sistemas de armazenamentos é enriquecedora e interessante. Os mais diversos métodos de otimização são utilizados, desde os convencionais até os híbridos, que utilizam fusão de métodos, incluindo métodos heurísticos, convencionais e outros mais. Os objetivos também são variados. Na grande maioria das vezes, multiobjetivos, mas podem-se destacar os objetivos econômicos e de qualidade de energia do sistema elétrico, sempre considerando as restrições, tanto técnicas, como econômicas.

Contudo, a rica abordagem de otimização de alocação de ESS, nos sistemas elétricos, identifica somente o melhor nó, ou um pequeno grupo de dois ou três

melhores nós para a inserção do ESS no sistema. Mas o principal atrativo para a proposta de método de cálculo de valor locacional de ESS em sistemas de distribuição se dá por apresentar não só o ponto ótimo para inserção do sistema de armazenamento no sistema de distribuição, mas apresenta um índice de valorização do impacto da inserção do ESS para cada uma das barras do sistema, assim, exibindo em um mapa de calor, quais são as melhores e as piores barras para aplicação do ESS de acordo com os objetivos considerados. Tal mapa pode, por exemplo, auxiliar na tomada de decisão da concessionária de distribuição.

1.3 Objetivo da pesquisa

O objetivo geral desta pesquisa é elaborar e aplicar a metodologia de cálculo de valor locacional de ESS em sistemas de distribuição, apresentando um mapa de calor para cada caso de estudo.

Os objetivos específicos são:

- Aplicar a metodologia de cálculo de valor locacional de ESS em sistema de pequeno e grande porte;
- Aplicar a metodologia de cálculo de valor locacional de ESS em sistema de pequeno e grande porte com inserção de geração renovável;
- Obter resultados factíveis do ponto de vista técnico e de qualidade para aplicação em sistemas reais;
- Apresentar mapas de calor de fácil interpretação dos sistemas abordados, para rápida identificação das barras e regiões mais aptas para inserção dos ESS;
- Validar a metodologia de valor locacional por meio de comparação com um método já consolidado, a otimização por algoritmo genético.

1.4 Publicações decorrentes da pesquisa

A realização da pesquisa desta dissertação resultou em duas publicações em congresso científico, listadas a seguir:

- "Metodologia para determinação de valor locacional de estação V2G associada à alocação ótima de geração Fotovoltaica e Eólica". Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), Manaus, 2023.
- "Metodologia para determinação de valor locacional de banco de capacitores em sistema de distribuição". Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), Manaus, 2023.

1.5 Organização da dissertação

O presente trabalho encontra-se organizado da seguinte forma: o Capítulo 1, denominado como Introdução, apresenta a contextualização do trabalho, a motivação da pesquisa, os objetivos traçados, as publicações decorrentes da pesquisa e sua organização.

O Capítulo 2, Revisão Bibliográfica, apresenta a visão geral de sistemas de armazenamento de energia, discorrendo sobre os principais tipos de armazenamento de energia existentes, apresentando seus princípios de funcionamento, aplicabilidades, vantagens e desvantagens; seguindo com uma breve análise geral dos sistemas de armazenamento de energia e findando com a apresentação do estado da arte da alocação e dimensionamento desses em sistemas de distribuição.

No Capítulo 3, encontra-se o detalhamento da metodologia proposta neste trabalho, denominada metodologia de valor locacional, com exemplo de aplicação numérico; encontra-se, também, a exposição do software para implementação desta metodologia com suas ferramentas, dispositivos e recursos, bem como, a apresentação da otimização por Algoritmo Genético utilizada para comparação.

No Capítulo 4, intitulado Resultados, os circuitos IEEE 13 Barras e CKT5 também foram pormenorizados; a parametrização dos dispositivos do Opendss foram detalhados; detalhes da inserção dos sistemas de geração inseridos nos circuitos foram apresentados; os mapas de calor da metodologia de valor locacional foram exibidos, bem como a validação da metodologia de valor locacional; além disto, uma análise do esforço computacional foi realizada.

O Capítulo 5 apresenta as conclusões desta dissertação e propostas para trabalhos futuros. E, por último, a bibliografia é referenciada.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA E DESCRIÇÃO DE ESS

2.1 Visão geral de sistemas de armazenamento de energia

Os sistemas de armazenamento de energia absorvem energia e armazenam-na durante um período antes de a liberarem para fornecer energia ou serviços energéticos. Por esse processo, as tecnologias de armazenamento podem ocupar lacunas temporais e geográficas entre a oferta e a procura de energia. As tecnologias de armazenamento de energia podem ser implementadas em grande e pequena escala de forma distribuída e centralizada em todo o sistema energético (IEA, 2014).

Os benefícios dos sistemas de armazenamento de energia se encontram, nos serviços que proporcionam, em diferentes locais do sistema energético. Essas tecnologias podem ser utilizadas em todo o sistema elétrico: geração; transmissão; distribuição; consumo; em sistemas distribuídos; e em aplicações ilhadas (IEA, 2014).

Segundo o roteiro tecnológico de armazenamento de energia da IEA (2014), as aplicações dos sistemas de armazenamento de energia que podem ser destacadas são:

- Armazenamento sazonal (*Seasonal Storage*) - É a capacidade de armazenar energia durante dias, semanas ou meses para compensar a eventual falta de fornecimento ou a variação sazonal de oferta e demanda de energia. Os reservatórios são um exemplo típico nos sistemas hidráulicos, onde a água armazenada em períodos úmidos provê energia para os períodos secos (Serra *et al.*, 2016).
- Arbitragem/Armazenamento para negociação (*Arbitrage/Storage trades*) - Consiste em armazenar energia quando os preços estão baixos, durante períodos de baixa procura; e, subsequentemente, vendê-la durante períodos de preços elevados, no mesmo mercado.
- Regulação de frequência e controle da carga – (*Frequency Regulation and Load Following*) – Caracterizam-se pelo equilíbrio contínuo entre a

oferta e demanda de energia elétrica, regulando frequências por inércias sintéticas e/ou controladores automáticos e controlando carga por meio do despacho controlável do sistema de armazenamento (Costa, 2022).

- Regulagem de tensão (*Voltage Support*) - Esta regulagem é obtida por meio da injeção de potência reativa para manter os níveis de tensão no sistema de transmissão e distribuição em condições normais.
- Auto Restabelecimento (*Black Start*) - Capacidade de restabelecer o fornecimento de energia sem retirar energia elétrica da rede. O *Black Start* se dá nas raras situações em que o sistema de energia entra em colapso e todos os outros mecanismos auxiliares falham.
- Descongestionamento e Postergação de Investimento (*T & D Congestion Relief and Infrastructure Investment Deferral*) - A arbitragem além de gerar lucros no mercado de energia, também acaba descongestionando a rede e postergando o investimento que seria necessário ser feito nela. Isto acontece por conta do deslocamento dos fluxos de potência no tempo e na direção que eles tomariam. Para que essa aplicação seja realmente válida, faz-se necessária a alocação ótima do sistema de armazenamento.
- Deslocamento da demanda e Redução de pico (*Demand Shifting and Peak Reduction*) - A arbitragem de energia também colabora para o deslocamento da demanda e redução do pico de consumo. Além disso, a procura de energia pode ser alterada de modo a combiná-la com a oferta e para ajudar na integração de recursos de oferta variáveis. Estas mudanças são facilitadas pela alteração do horário em que ocorrem determinadas atividades (por exemplo, o aquecimento de água, ou armazenamento de qualquer potencial energético) e podem ser diretamente utilizadas para facilitar ativamente uma redução do nível máximo (de pico) de procura de energia.
- Operação isolada da rede (*Off-grid Operation*) - Caracteriza-se pela utilização da energia armazenada para suprimento de sistemas permanente ou temporariamente desconectados da rede (Serra *et al.*, 2016).

- Integração com fontes variáveis (intermitentes) de energia (*Variable Supply Integration*) - Trata-se da utilização do armazenamento de energia para alterar e otimizar a produção de recursos energéticos intermitentes (por exemplo, eólico, solar), mitigando mudanças rápidas e sazonais na produção e preenchendo lacunas temporais e geográficas entre a oferta e procura, a fim de aumentar a qualidade e o valor da oferta.
- Utilização de calor residual e Cogeração (*Waste Heat Utilization and Combined Heat and Power*) - São associações de energia elétrica com energia térmica. A primeira se refere à utilização do armazenamento do rejeito térmico para posterior geração de energia elétrica; e a segunda é o armazenamento de energia térmica e elétrica em ciclos combinados de potência e calor para ajuste entre oferta e demanda.
- Reserva girante (*Spinning Reserve*) – Caracteriza-se pela disponibilidade de reserva armazenada de energia para suportar uma rápida e inesperada perda de geração e manter o sistema estável e balanceado (Serra *et al.*, 2016).

Tendo conhecido as aplicações, é importante apresentar as principais tecnologias e sistemas de Armazenamento de Energia. Esses podem ser divididos em cinco principais categorias: eletroquímico, mecânico, térmico, elétrico e híbrido (Rekioua, 2023).

2.2 Armazenamento eletroquímico de energia

As principais tecnologias de armazenamento eletroquímico são as baterias e as células de combustível, com destaque recente para as células de armazenamento de hidrogênio; as quais tem entrado no âmbito mundial de discussão sobre energia limpa. Segundo Rekioua (2023), as tecnologias de armazenamento eletroquímico satisfazem uma grande variedade de requisitos de potência e armazenamento de energia escalável e modular com uma grande taxa de eficiência, porém, com alguns pontos fracos, como por exemplo: necessidade de

infraestrutura especializada, ciclo de vida limitado e elevados custos de instalação e manutenção.

2.2.1 Sistema de Armazenamento de Energia a Bateria - (*Battery Energy Storage System - BESS*)

As baterias funcionam usando uma reação química para criar fluxo de elétrons. São utilizadas para suprir cargas elétricas ou eletrônicas. Tratando-se de sistemas elétricos de potência, os BESS são utilizados, na maioria das vezes, para aplicações diárias, onde a carga e descarga acontecem dentro de um intervalo de 24h, geralmente, carregando-se nos horários de menores consumos e descarregando-se nos horários de picos de consumo; trazendo, assim, benefícios econômicos e técnicos ao sistema. Essa relação de uso diário dos BESS foi exaustivamente citada por Thimet e Mavromatidis (2023).

No mercado, encontram-se vários tipos de bateria com combinações variadas de elementos químicos. podem-se destacar os seguintes: de Chumbo-ácido (Pb), de íons de Lítio (Li-Ion), de Sódio-enxofre (NaS), de Zinco-brometo (ZnBr), Vanádio Redox (RV), de Níquel-cádmio (NiCd), de Hidreto Metálico de Níquel (NiMH). A tabela 1 exibe algumas características dessas baterias (Rekioua, 2023).

Tabela 1 - Algumas características das baterias mais utilizadas

Tipo de bateria	Custo	Tecnologia	Potência específica (W/kg)	Energia específica (Wh/kg)	Eficiência (%)
Chumbo-ácido (Pb)	Baixo	Madura	75-300	30-50	70-80
Íons de Lítio (Li-Ion)	Alto	Avançada	150-315	75-250	95-98
Sódio-enxofre (NaS)	Alto	Avançada	150-230	150-240	80-90
Zinco-brometo (ZnBr)	Alto	Avançada	100-166	60-70	65-90
Vanádio Redox (RV)	Alto	Avançada	100-166	10-35	65-85
Níquel-cádmio (NiCd)	Moderado	Madura	150-300	70-75	70-80
Hidreto Metálico de Níquel (NiMH)	Moderado	Madura	200-300	70-100	60-70

Fonte: Rekioua (2023)

Analisando a tabela 1 e revisando a literatura pertinente, pode-se concordar com o artigo de Bartholdsen *et al.* (2019), que presume o domínio da tecnologia de bateria de íons de Lítio sobre todas as outras. Embora existam todas as tecnologias citadas acima, a investigação mostra que as outras tecnologias têm características inferiores e provavelmente serão superadas pelas baterias de íons de Lítio num futuro próximo.

2.2.2 Célula de Combustível de Armazenamento de Energia a Hidrogênio - (Hydrogen Energy Storage - HES)

O hidrogênio é separado por meio de eletrólise e armazenado em tanques. Quando há a necessidade da sua utilização, ele é transferido para uma célula de combustível onde reage com o oxigênio para gerar eletricidade e água, sendo assim

uma fonte de energia limpa; podendo, ainda, ser produzido usando fontes de energia renováveis, fechando um ciclo completamente livre da emissão de carbono para atmosfera. Além de ser uma fonte de energia limpa, o HES também se destaca como uma excelente opção para ESS, em áreas remotas e distantes das grandes redes, por conta da longevidade do armazenamento do hidrogênio. Outros benefícios são a segurança de suas instalações e manuseio; e a sua versatilidade. Um desafio considerado é o custo do armazenamento, transporte e produção do hidrogênio que pode ser superior ao custo do armazenamento por meio de outras tecnologias. Toda a estrutura necessária envolve dutos específicos, tanques de armazenamento e células de combustível que tornam cara a sua instalação e manutenção (Rekioua, 2023).

2.3 Armazenamento mecânico de energia

2.3.1 Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHER) - (*Pumped Hydroelectric Energy Storage - PHES*)

As Usinas Hidrelétricas Reversíveis utilizam dois reservatórios em altitudes diferentes para armazenar e gerar energia elétrica. Durante períodos de baixa demanda de energia elétrica e/ou de excesso de geração de energia elétrica renovável, a água é bombeada do reservatório inferior para o superior, armazenando, assim, esse excesso de energia como energia potencial gravitacional. Em períodos de alta demanda e escassez de geração renovável, a água do reservatório mais alto é liberada para fluir pelas turbinas, gerando eletricidade (Amrouche *et al.*, 2016), despachando a potência para o sistema elétrico com um preço bem superior ao custo que se teve para bombear energia para o reservatório superior. Trata-se de um sistema com características de despacho sazonal que equilibra o despacho anual de energia elétrica (Thimet e Mavromatidis, 2023). No entanto, não é em qualquer lugar que se pode instalar uma UHER. Há pré-requisitos naturais para isso, tais como: topografia adequada e

recursos hídricos apropriados; além disso, seus custos de instalação podem ser maiores se comparados a outras tecnologias de armazenamento de energia (Rekioua, 2023).

2.3.2 Armazenamento de Energia a Ar Comprimido - (*Compressed Air Energy Storage - CAES*)

Quando se tem excesso de energia, comprime-se o ar e o armazena em cavernas ou em recipientes específicos. Em momento oportuno, o ar é liberado e expandido através de turbinas para produzir energia elétrica. É interessante que sua aplicação seja em associação com geradores solares e eólicos, oferecendo armazenamento de energia em larga escala e de longa duração (Rekioua, 2023).

2.3.3 Volante de Inércia (Vol) - (*Flywheel Energy Storage - FES*)

O princípio de funcionamento dessa tecnologia de armazenamento se baseia na inércia da rotação de um volante em alta velocidade. No momento de excesso de geração, a máquina elétrica acoplada ao seu eixo se comporta como um motor, fazendo com que o volante gire em altas velocidades; já no momento de necessidade de energia elétrica, a máquina elétrica acoplada ao eixo do volante altera a sua característica tornando-se um gerador, beneficiando-se das altas velocidades de inércia do volante. A fim de que a eficiência de tecnologia seja máxima, o volante é feito de materiais leves, como fibra de carbono; o sistema é apoiado por levitação magnética e é instalado num invólucro selado a vácuo para reduzir o atrito. Tal invólucro também tem que ser uma “caixa forte” por conta da função de proteção mecânica, caso o volante se solte.

Segundo Rekioua (2023), as principais aplicações do volante de inércia são para estabilização da rede e fontes de alimentação ininterruptas, por conta de seu tempo de resposta rápido, em segundos. Ele tem uma vida útil longa e opera com

grande eficiência. No entanto, sua aplicação se restringe a correções instantâneas, não tendo uma aplicação diária e muito menos sazonal como os BESS e os PHES, respectivamente.

2.4 Armazenamento térmico de energia - (*Thermal Energy Storage* - TES)

Esta tecnologia se baseia na transferência de calor para dispositivo de armazenamento, de modo que ela possa ser utilizada mais tarde em aplicações de aquecimento e resfriamento ou geração de energia elétrica. Existem três tipos de sistemas de armazenamento de energia térmica: por calor sensível, por mudança de fase (*Phase Change Materials* - PCM) e, por reações químicas (*Thermochemical* - TC) (Serra *et al.*, 2016).

Os sistemas de armazenamento por calor sensível têm custo inferior aos outros dois tipos e se utilizam de água; todavia, requerem grandes volumes de troca térmica devido à sua baixa densidade de energia (3 a 5 vezes menor). Adicionalmente, eles requerem o projeto de um sistema de controle adequado para que o fornecimento de energia térmica seja feito à temperatura constante. Os sistemas de armazenamento por mudança de fase e reações químicas têm, em geral, um custo mais elevado do que os sistemas de armazenamento por calor sensível, sendo economicamente viáveis apenas em aplicações que exijam um grande número de ciclos de operação. Para melhorar o desempenho, estes dois sistemas precisam aumentar sua estabilidade, ao longo do tempo, o que depende dos materiais empregados que normalmente são: gelo, acetato de sódio trihidratado, parafina, e erythritol para as aplicações de mudança de fase (PCM); e reforma a vapor do metano, dissociação da amônia, de-hidrogenação de hidretos metálicos, de-hidratação de hidróxidos metálicos, e dissociação catalítica para aplicações por reações químicas (TC) (Serra *et al.*, 2016).

2.5 Armazenamento elétrico de energia

2.5.1 Armazenamento de Energia por Supercapacitor (SC) - (*Super Capacitor Energy Storage*)

Nesses sistemas a tecnologia utilizada são capacitores eletroquímicos de dupla camada, os supercapacitores. O princípio de funcionamento é o mesmo dos capacitores tradicionais, com exceção que o material isolante é substituído por um eletrólito.

Segundo Ferreira e Pomilio, em 2005, o valor da capacitância de um supercapacitor eletroquímico é determinado pelos parâmetros dimensionais, assim como num capacitor eletrolítico convencional; sendo diretamente proporcional à área das placas e inversamente proporcional à distância que as separa. Portanto, no caso dos supercapacitores, o valor extremamente elevado de capacitância é alcançado graças à enorme área superficial dos eletrodos e à mínima distância entre as cargas. Assim, esses dispositivos são capazes de armazenar uma quantidade de energia muito maior do que qualquer capacitor convencional de mesma massa ou volume.

Devido às suas características, os supercapacitores são adequados para aplicações com um número elevado de ciclos curtos de carga e descarga. Por outro lado, a energia armazenada nos supercapacitores deve ser usada rapidamente devido a uma autodescarga diária de aproximadamente 5% que os torna inadequados para aplicações que requerem armazenamento de energia por períodos longos. Em resumo, os supercapacitores são uma boa fonte de potência e com uma dinâmica rápida, mas não são a melhor escolha quando se trata de armazenamento de grandes volumes de energia (Serra *et al.*, 2016).

2.5.2 Armazenamento Magnético por Supercondutor - (*Superconducting Magnetic Energy Storage - SMES*)

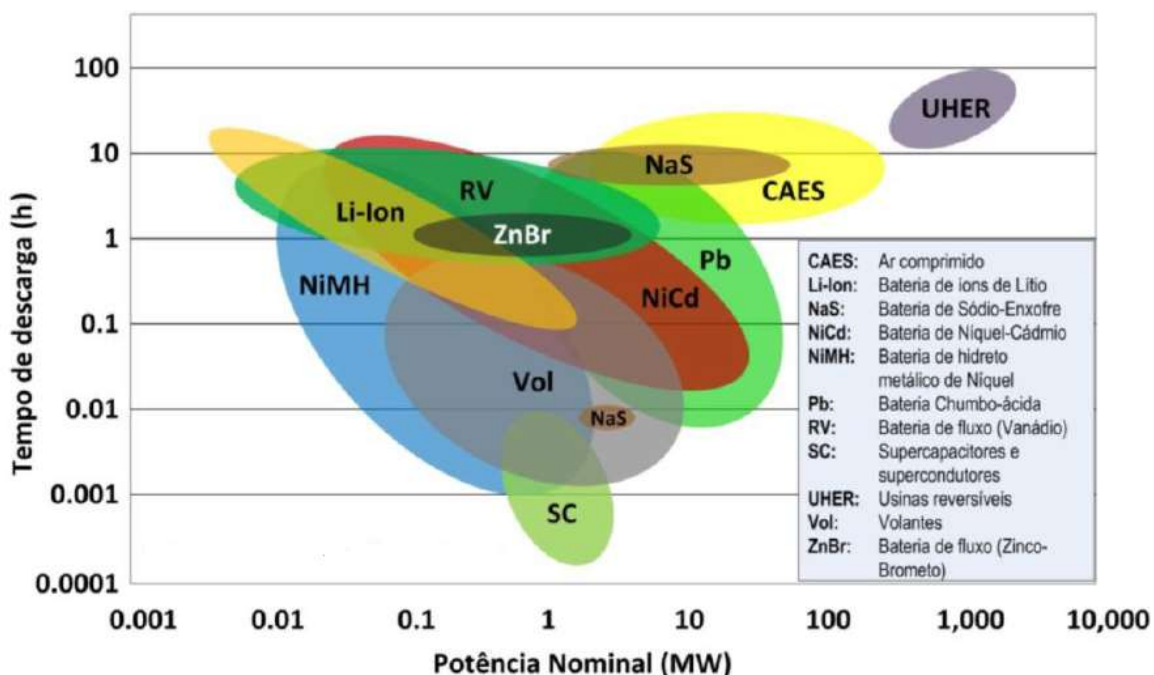
Para o funcionamento desse sistema de armazenamento, são necessários uma bobina, formada por um supercondutor (de nióbio-titânio ou nióbio-estanho) e um sistema de resfriamento criogênico. Esse supercondutor bobinado é imerso em um ambiente com temperaturas criogênicas, passa a conduzir corrente com resistência praticamente zero, potencializando a indução de um campo magnético que armazena a energia elétrica (Rekioua, 2023).

As suas aplicações destinam-se ao aumento da qualidade de energia, atuando das seguintes maneiras: nivelamento de carga, estabilidade de tensão e frequência, backup para cargas críticas e suprimento ininterrupto de energia (UPS), por conta das suas características de resposta instantânea às solicitações de carga e descarga (Serra *et al.*, 2016).

2.6 Breve análise das principais tecnologias de ESS

Analisando as aplicações mais frequentes e as principais tecnologias de ESS, torna-se interessante fazer um comparativo entre as principais tecnologias para notar a adequação de alguns sistemas de armazenamento apresentados neste trabalho com as possíveis aplicações dos ESS. Esta adequação de uma tecnologia específica para uma aplicação individual pode ser amplamente avaliada em termos de potencial técnico. Para isso, o tempo de descarga e a potência nominal fornecem um bom primeiro indicador de adequação (IEA, 2014). Assim sendo, por meio da figura 1, que exibe tempo de descarga VS potência nominal, podem-se ter algumas considerações sobre as tecnologias de armazenamento consideradas e suas possíveis aplicações.

Figura 1 - Tecnologias de armazenamento e seus tempos de descarga VS potência nominal



Fonte: Serra *et al.* (2016)

Segundo Hauer *et al.* (2013), para que os sistemas de armazenamento de energia tenham a capacidade de integração com as fontes renováveis na rede elétrica, devem ser capazes de armazenar eletricidade durante, pelo menos, 1 hora e devem ter uma potência mínima de cerca de 100 kW. As tecnologias interessantes deste ponto de vista são baterias de um modo geral, CAES e UHER.

Essas últimas tecnologias citadas, além de terem uma boa integração com fontes variáveis (intermitentes) de energia, também são aplicáveis em arbitragem com consequente deslocamento da demanda e redução de pico, descongestionamento e postergação de investimento nessas mesmas redes elétricas. Destaca-se também, a possível utilização dessas tecnologias para serviços ancilares tais como: regulação de frequência e tensão, controle da carga, reserva girante, *black start*. No entanto, os sistemas de armazenamento de energia, que são mais adequados para aplicação em serviços ancilares, são os de resposta instantânea, com tempo de descarga na casa dos segundos, tais como o volante de inércia (Vol) e os sistemas de armazenamento elétrico de energia (SC e SMES), como pôde ser visto na figura 1.

Outro ponto importante a ser abordado, na análise da figura 1, é a aplicação em armazenamento sazonal. Os sistemas mais adequados a essa aplicação são o CAES e UHER, por conta capacidade de armazenar energia por semanas ou meses para compensar a eventual falta de fornecimento ou a variação sazonal de oferta e demanda de energia.

Também é importante destacar que as comparações apresentadas têm um caráter genérico e conceitual, pois as opções de armazenamento e as faixas de potência existentes são mais amplas do que as sugeridas na figura. Tomando-se como exemplo as usinas reversíveis, existem aquelas com tempo curto de descarga (3 a 4 horas) como as de caráter sazonal com tempos de descarga de até milhares de horas (Serra *et al.*, 2016).

2.7 Alocação ideal de ESS em sistemas de distribuição

Na introdução deste estudo, ficou clara a essencialidade dos ESS, nos sistemas elétricos modernos, devido aos serviços indispensáveis que os ESS oferecem para superar os desafios da integração das GD nos sistemas de distribuição e da transição energética pela qual os sistemas de energia estão passando. Para plena utilização dos recursos que um sistema de armazenamento pode proporcionar, é fundamental que haja a alocação e o dimensionamento ótimos desses nos sistemas de energia. Por este motivo, esta seção deste trabalho se dedica à revisão da literatura recente que aborda a alocação e dimensionamento ideais dos sistemas de armazenamento de energia nos sistemas de distribuição (Dong Zhang *et al.*, 2022).

A maior parte da literatura recente revisada considera encontrar tanto a localização, quanto o dimensionamento ideal dos ESS nos sistemas de distribuição (Babacan *et al.*; Lei e Gong; Li *et al.*; Nick *et al.*; Wang *et al.*; Wen *et al.*, 2017), (Carpinelli *et al.*; Das *et al.*; Yan *et al.*; Yang *et al.*; Zheng *et al.*, 2018), (Abdeltawab e Mohamed; Das *et al.*; Javadi *et al.*; Lazzeroni e Repetto; Lin *et al.*, 2019), (Ahmed *et al.*; Jin *et al.*, 2020), (Li *et al.*; Mohamed *et al.*, 2021), (Javadi *et al.*, 2022). Porém,

Korjani *et al.*(2018), e Jordehi *et al.* (2021) só consideram a localização ideal; e Li *et al.*; Tian *et al.*; e Feng *et al.*(2018) apenas consideram o dimensionamento ótimo.

A fim de encontrar essa alocação e/ou o dimensionamento ótimo de um ESS, uma função objetivo deve ser considerada e restrições devem ser impostas, para que, assim, o algoritmo indique a barra melhor candidata para que a instalação do sistema de armazenamento seja realizada. Dentre a literatura recente visitada, a maioria esmagadora considera uma função multiobjetivo, como é de praxe em desafios de otimização. Os objetivos mais comuns dentro do escopo analisado foram: objetivos relacionados a fatores econômicos (Liet *al.*; Lei e Gong; Nicket *al.*; Wanget *al.*; Wenet *al.*, 2017), (Carpinelliet *al.*; Fenget *al.*; Tianet *al.*;Yanet *al.*; Yanget *al.*;Zhenget *al.*, 2018), (Abdeltawab e Mohamed; Javadiet *al.*; Lei *et al.*, 2019),(Ahmed *et al.*; Jin *et al.*, 2020), (Jordehi *et al.*; Li *et al.*,2021), (Javadi *et al.*, 2022); seguidos por metas relacionadas a controle de perfil de tensão (Wanget *al.*, 2017), (Babacan *et al.*; Nick *et al.*, 2017), (Das *et al.*; Korjani *et al.*; Yang *et al.*, 2018), (Abdeltawab e Mohamed; Das *et al.*; Lin *et al.*, 2019); e um último grupo de objetivos que se destacou foi o que considerava redução de perdas de potência no sistema (Das *et al.*; Yan *et al.*, 2018), (Lazzeroni e Repetto, 2019), (Das *et al.*; Lei *et al.*; Lin *et al.*, 2019), (Mansouri *et al.*, 2021). Ademais, outros objetivos foram considerados em outros poucos artigos inspecionados nesta revisão.

Um ponto interessante a ser ressaltado são os métodos de otimização aplicados nas pesquisas abordadas nesta revisão. O destaque neste quesito ficou para os métodos híbridos (Wang *et al.*; Wen *et al.*, 2017), (Korjani *et al.*; Tian *et al.*; Yang *et al.*, 2018), (Abdeltawab e Mohamed; Das *et al.*; Lei *et al.*; Lin *et al.*, 2019), e (Jin *et al.*, 2020); seguidos pelos métodos meta-heurísticos (Babacan *et al.*; Li *et al.*, 2017), (Carpinelli *et al.*; Das *et al.*; Feng *et al.*; Li *et al.*; Yan *et al.*; Zheng *et al.*,2018); e a última categoria em destaque foi a dos métodos convencionais (Lei e Gong; Nick *et al.*, 2017), (Lazzeroni e Repetto, 2019) e (Ahmed *et al.*, 2020).

Outro destaque desta revisão está relacionado aos sistemas considerados para inserção dos ESS. Mais de 95% dos artigos revisados lançam mão de micro ou pequenos sistemas de distribuição para seus casos de pesquisa. Um outro artigo (Lei *et al.*, 2019) utiliza, além do sistema de pequeno porte (IEEE 33 barras), o sistema de médio porte (IEEE 123 barras); e o artigo de Babacan*et al.* (2017) é o único que utiliza um sistema de grande porte (IEEE 8500 barras). O sistema

preferido dos autores apreciados neste estudo foi o IEEE 33 Barras, que apareceu em cerca de 30% dos trabalhos analisados.

Corroborando como a premissa já abordada neste trabalho e aprofundada nos trabalhos de Thimet e Mavromatidis (2023); Jenkins (2018); e Gils *et al.* (2022), de que os ESS se mostram como as tecnologias mais proeminentes para suprimir os pontos fracos da implantação massiva das Gerações Distribuídas, deve-se ressaltar que mais de 78% dos artigos apreciados já consideravam GD incorporada ao seu sistema antes da alocação e/ou dimensionamento ideais dos sistemas de armazenamento de energia.

3 METODOLOGIA PROPOSTA

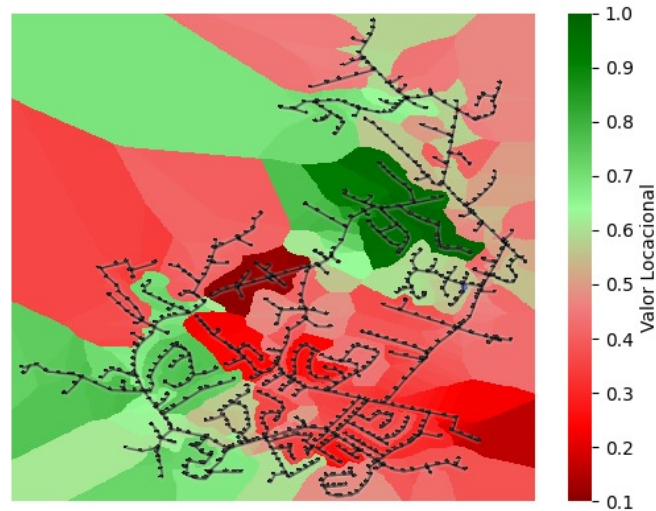
3.1 Metodologia de cálculo de valor locacional

As características de consumo de um sistema de distribuição real não são uniformes entre as barras que o compõem. Ademais, sabe-se que o tamanho dos sistemas de distribuição também tem influências em suas perdas e perfil de tensão; somando-se a isso, os Recursos Energéticos Distribuídos (RED) tornaram as características das barras ainda mais diferentes umas das outras, principalmente, por conta da aquisição e instalação particular de geração fotovoltaica.

Diante deste fato, fica claro que determinadas barras do sistema de distribuição terão mais aptidão para receber alocação dos ESS de maneira que haja uma melhora no comportamento do sistema elétrico. Essa aptidão pode ser mensurada através de índices de sensibilidade, para cada um dos nós (barras) existentes no sistema de distribuição, a fim de representar o impacto, que pode ser positivo ou negativo, referente a alocação de um determinado RED. Essa sensibilidade é o que chamamos de Valor Locacional (VL). As sensibilidades utilizadas, neste trabalho, estão relacionadas às perdas elétricas e ao perfil de tensão dos sistemas de distribuição de energia analisados.

Uma forma de visualizar o valor locacional de cada barra do sistema elétrico, de modo que seja possível termos uma visão global dos benefícios e malefícios, é a representação através de um gráfico de mapa de calor. Desta forma, as barras/nós que apresentam os melhores índices de sensibilidade são representados pela cor verde escura e os piores índices são representados pela cor vermelha escura. Índices intermediários são sinalizados por uma escala de cor entre os dois extremos citados, como pode ser visto na figura 2.

Figura 2 – Exemplo de Mapa de Calor para representação do VL



Fonte: Elaborada pelo autor (2024)

A metodologia para o cálculo de Valor Locacional levando-se em consideração o índice de perdas elétricas I_p inicia-se com a obtenção do valor das perdas elétricas para o caso base P_{base} do sistema em análise. Em seguida, é calculado o valor das perdas elétricas $P^{p,i}$ que é a perda elétrica do sistema com a alocação do ESS de capacidade de potência p na barra i . Desse modo, obtém-se o a sensibilidade das perdas elétricas $\Delta P^{p,i}$, como pode ser visto através da equação (1).

$$\Delta P^{p,i} = P_{base} - P^{p,i} \quad (1)$$

A sensibilidade das perdas elétricas $\Delta P^{p,i}$ calculadas irão compor um vetor ΔP^p que contém os valores obtidos para todas considerando ESS alocados em cada barra. E, por fim, para se ter o índice de perdas I_p , aplicou-se a equação (2), na qual os valores do vetor ΔP^p são divididos pelo maior dos valores do vetor, normalizando o índice e tornando o maior dos valores do índice de perdas igual a 1.

$$I_p = \frac{\Delta P^p}{\max(\Delta P^p)} \quad (2)$$

No entanto, a metodologia de normalização se torna falha quando a alocação do ESS piora o sistema em todos os nós. Neste caso, quando todos os valores de ΔP^p são negativos, os valores normalizados de I_p assumirão valores acima do valor unitário em situações em que o sistema piora com a alocação. Portanto, somente é utilizada a equação (2) se o máximo valor de ΔP^p for positivo. Caso contrário, I_p é definido pela equação (3). E, nessa situação, o valor máximo de I_p sempre será zero e quanto pior ficar o sistema, mais negativo será o valor de I_p .

$$I_p = \frac{\Delta P^p - \max(\Delta P^p)}{|\max(\Delta P^p)|} \quad (3)$$

Já para o índice de perfil de tensão, considerou-se a violação total de tensão dos circuitos. Para ser possível extrair índices de violação de tensão destes, referências de limites superior e inferior devem ser consideradas. Para tal, duas regulamentações de distribuição foram revisadas. A primeira foi a ANSI C84.1 (ANSI, 2016) que define seu limite superior de tensão de serviço de distribuição em média tensão na faixa de 5% a mais da tensão nominal e seu limite inferior em 2,5% a menos da tensão nominal; a segunda foi o ProDist Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica (ANEEL, 2017) que define os limites superior e inferior de média tensão de distribuição em 5% e 7%, respectivamente. Para o estudo em questão, optou-se pela regulamentação mais rigorosa que é a ANSI C84.1 (ANSI, 2016) a qual define seus limites em 5% para mais da tensão nominal e 2,5% para menos.

Com os limites definidos, o índice de violação de tensão I_V é obtido da seguinte maneira: obtém-se o somatório de violações de tensão do caso base $\sum V_{base}$ do sistema em que será inserido o ESS. Em seguida, é calculado o somatório de violações de tensão $\sum V^{p,i}$ que é a o somatório de violação de tensão do sistema com o ESS de capacidade de potência p na barra i . Desse modo, obtém-se as reduções de violação de tensão $\Delta V^{p,i}$, como pode ser visto na equação (4).

$$\Delta V^{p,i} = \sum V_{base} - \sum V^{p,i} \quad (4)$$

As reduções de violação de tensão $\Delta V^{p,i}$ obtidas compõem um vetor ΔV^p que contém os valores de todas as barras. E, por fim, para se ter o índice de violação de tensão I_V , aplicou-se a equação (5), na qual os valores do vetor ΔV^p são divididos pelo maior dos valores do vetor, normalizando o índice e tornando o maior dos valores do índice de violação de tensão igual a 1.

$$I_V = \frac{\Delta V^p}{\max(\Delta V^p)} \quad (5)$$

Semelhante ao caso da normalização das perdas, quando o ESS piora o sistema em todos os nós, a equação (5) se torna ineficaz. Por isso, somente é utilizada a equação (5) se o máximo valor de ΔV^p for positivo. Caso contrário, I_V é definido pela equação (6). E, nessa situação, o valor máximo de I_V sempre será zero e quanto pior ficar o sistema, mais negativo será o valor de I_V .

$$I_V = \frac{\Delta V^p - \max(\Delta V^p)}{|\max(\Delta V^p)|} \quad (6)$$

Matematicamente, o índice total do Valor Locacional I_T pode ser definido através da soma do índice das perdas I_p com o índice de violação de tensão I_V , conforme mostra a equação (7).

$$I_T = I_p + I_V \quad (7)$$

Assim, o valor máximo de I_T pode ser, no máximo 2, situação esta em que a inserção do ESS, na respectiva barra, proporciona o melhor cenário referente ao alívio de perdas e à redução da violação de tensão total do circuito, os quais podem assumir valores negativos naquelas situações em que o sistema apresenta um desempenho pior ao inserir o ESS.

3.2 Exemplo numérico

A fim de demonstrar numericamente a aplicação da metodologia proposta, considerou-se sensibilidade de perdas do sistema e sensibilidade relacionada a violação de tensão, ambas representadas por valores randômicos.

Supondo a aplicação do algoritmo da metodologia de valor locacional para inserção de um dispositivo hipotético, utilizar-se-ia a equação 1 para obtenção da sensibilidade de perdas para cada uma das barras do sistema, e a equação 4 para encontrar a sensibilidade relacionada a perfil de tensão também para cada barra, assim obtendo a lista com os valores de perdas e de violação de tensão para cada barra, apresentadas nas colunas da Tabela 2.

Tabela 2 - Valores randômicos de sensibilidade de Perdas e violação de tensão para as barras do circuito IEEE 13 Barras

Barras	Perdas	Violação de tensão
633	-1.454334	1.500071
634	-0.343787	2.867543
671	-0.544432	0.424425
645	-0.896543	-0.822299
646	-0.988776	3.122222
692	-2.766668	1.899999
675	-2.655555	1.009878
611	-1.635353	0.187878
652	-0.989833	2.699917
670	-3.222657	-2.376788
632	-0.766654	-0.444225
680	-3.666689	0.377778
684	-3.888882	0.112211

Fonte: Elaborada pelo autor (2024)

Em seguida, o maior dos valores de cada lista é tomado para normalizar-se os índices. Considerando o índice “Perdas”, observa-se que o maior dos valores deste índice é um valor negativo, sendo assim, a equação 3 deve ser utilizada para obtenção dos índices de perdas, pois a equação 2 somente é eficaz quando pelo menos algum valor da lista das sensibilidades apresenta uma melhora em relação ao caso base; ou seja, quando algum dos valores é positivo. Já para o índice “Violação de tensão” a equação 5 é eficaz já que temos resultados positivos para algumas barras do circuito.

Aplicando as equações correspondentes para cada índice obtém-se os índices normalizados exibidos na Tabela 3, que são apropriados para geração dos mapas de calor e para obtenção do índice total que é calculado utilizando-se a equação 7.

Tabela 3 - Índices normalizados

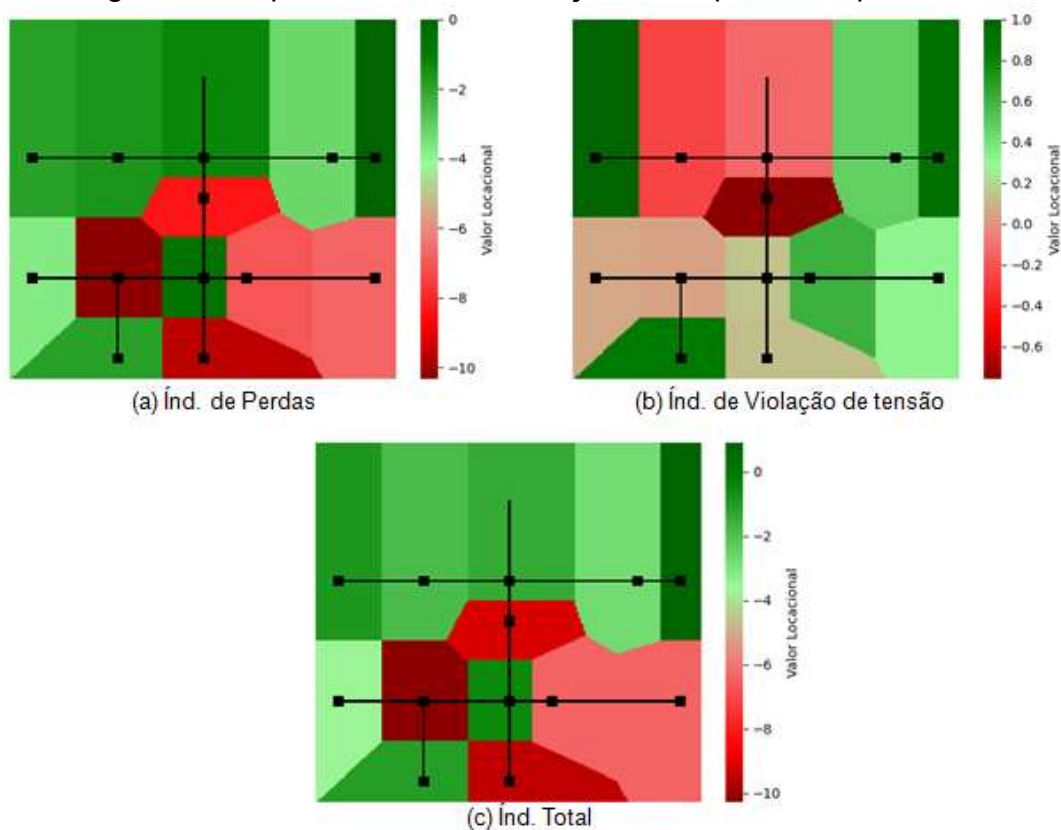
Barras	Índice de Perdas	Índice de Violação de tensão	Índice Total
633	-3,2303345	0,48045	-2,7498847
634	0,0000000	0,91843	0,9184302
671	-0,583631725	0,135937	-0,4476949
645	-1,607844392	-0,26337	-1,8712142
646	-1,876129697	1	-0,8761297
692	-7,04762251	0,608541	-6,4390819
675	-6,724419481	0,323448	-6,4009710
611	-3,756878532	0,060174	-3,6967041
652	-1,879204275	0,864742	-1,0144621
670	-8,373993199	-0,761249	-9,1352421
632	-1,23002615	-0,142278	-1,3723046
680	-9,665583632	0,120997	-9,5445871
684	-10,3118937	0,035939	-10,2759542

Fonte: Elaborada pelo autor (2024)

Na Tabela 3 destaca-se o melhor índice para a coluna “Perdas” que é 0 para a barra 634 e o melhor índice para a coluna “Violação de tensão” que é 1 para a barra 646. Por meio deste destaque se pode observar que por ter-se uma das sensibilidades sem melhoria em relação ao sistema base, tem-se um índice total com seu maior valor entre 0 e 1, se as duas sensibilidades proporcionassem melhorias ao sistema teríamos um índice total entre 1 e 2 para criação do mapa de calor da inserção do dispositivo hipotético em questão.

A figura 3 exibe os mapas de calor da inserção do dispositivo hipotético, cujos índices estão apresentados na tabela 3. Na figura 3 pode-se ver o mapa considerando somente o índice de perdas, Figura 3(a); o mapa do índice de violação de tensão, Figura 3(b); e o mapa do índice total, Figura 3(c).

Figura 3 - Mapas de calor da inserção do dispositivo hipotético



Fonte: Elaborada pelo autor (2024)

3.3 Função objetivo

A Função Objetivo (FOB) tem como finalidade a maximização das diferenças positivas entre as perdas elétricas do sistema base e perdas elétricas do sistema com ESS, bem como das diferenças positivas entre o somatório das violações totais do sistema base e o somatório das violações totais do sistema com ESS. Sua formulação é apresentada através da equação (8).

$$FOB = (P_{base} - P^{p,i}) + (\sum V_{base} - \sum V^{p,i}) \quad (8)$$

Na equação (8) $(P_{base} - P^{p,i})$ é o $\Delta P^{p,i}$ da equação (1) e $(\sum V_{base} - \sum V^{p,i})$ é o $\Delta V^{p,i}$ da equação (4), tornando a FOB semelhante ao I_T da equação (7) que é o índice total da metodologia de valor locacional, tornando a FOB considerada a ideal para validação da metodologia proposta.

3.4 Software utilizado para aplicação da metodologia proposta

Para modelagem e simulação do sistema de distribuição de 13 Barras e CKT5, foi utilizado o software OpenDSS (Open Distribution System Simulator). Através da interface COM do OpenDSS, é possível implementar algoritmos em softwares externos que não podem ser implementados diretamente no OpenDSS. A metodologia de valor locacional e a otimização por AG foram implementadas em python, através do qual foi possível acoplar o OpenDSS para obtenção dos valores de perdas através da execução do fluxo de potência trifásico. Vale destacar que a ausência da Subestação para a análise de valor locacional é proposital, já que não faz sentido alocar RED neste ponto do sistema.

3.4.1 Opendss

O software foi desenvolvido na *Electrotek Concepts, Inc.*, na década de 1990, pelos engenheiros pesquisadores Roger C. Dugan e Thomas E. McDermott; com a finalidade de estudar novas abordagens do impacto de RED nos alimentadores de distribuição. O *Distribution System Simulator* (DSS), começou a ser desenvolvido em 1997 com os seguintes objetivos: oferecer suporte a aplicações especiais de análise de distribuição, como análise de GD; fornecer uma plataforma de pesquisa muito flexível; preencher lacunas deixadas por outras ferramentas de análise de sistemas de distribuição; e estudar novas abordagens para análise de sistemas de distribuição (Dugan e McDermott, 2011).

Resumidamente, pode-se definir o OpenDSS como um simulador de sistema de distribuição de energia elétrica projetado para apoiar a integração e modernização da rede, principalmente, no que diz respeito à inclusão de RED.

O programa evoluiu ao longo dos anos e adquiriu muitos novos recursos. Muitos dos recursos são bastante úteis para analisar problemas de *Smart Grid*. Vários investigadores familiarizaram-se com as suas capacidades e solicitaram acesso a ele. No entanto, estava sendo usado estritamente para pesquisas internas e estudos de consultoria. Em 2008, o *Electric Power Research Institute* (EPRI) tornou o programa *open source* para promover esforços de modernização da rede, fornecendo aos investigadores e consultores uma ferramenta para avaliar conceitos avançados. O DSS foi renomeado como OpenDSS (Dugan e McDermott, 2011) e (EPRI, 2020).

O OpenDSS tornou-se uma poderosa ferramenta de simulação aproveitada por investigadores e profissionais em vários os setores, tais quais: empresas de serviços públicos, laboratórios de pesquisa, universidades e consultores para modelar e simular aplicações e desafios de distribuição avançadas. Como exemplo de seu uso e impacto global, em 2014, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a agência reguladora brasileira, adotou o OpenDSS para calcular as perdas técnicas das concessionárias de distribuição (EPRI, 2020).

As principais características do *software* são: possuir licença de código livre e aberto; possibilitar ser controlado por programas externos, como, por exemplo:

Matlab e python; e realizar simulações *quasi-static time-series* (QSTS), significando que o OpenDSS pode capturar aspectos dependentes do tempo do fluxo de potência, incluindo a interação entre as mudanças diárias ou sazonais na carga e na saída da GD. Isso é possível optando pelos modos *daily* (diário) ou *yearly* (anual) de simulação de fluxo de potência. O outro modo de cálculo de fluxo de potência que o OpenDSS oferece é o instantâneo (*Snapshot Power Flow*).

Após a execução do fluxo de potência, o usuário tem acesso aos principais indicadores do sistema como um todo, das barras, das linhas, e dos demais componentes. Tais indicadores são apresentados por mapas, gráficos e tabelas. Alguns exemplos desses indicadores são: perfil de tensão; módulo e ângulo de corrente e de potência das barras, das linhas e do sistema; perdas totais, ou por barras; carregamento; fluxo reverso; entre outros.

3.4.2 Comunicação python - OpenDSS

Neste trabalho, o controle do OpenDSS foi feito via Python. Esta comunicação foi possível por meio do *py-dss-interface*, que é um pacote Python que fornece uma interface entre o Python e a versão oficial do OpenDSS (Radatz, 2023). O Pacote *py-dss-interface* foi implementado pelo engenheiro electricista e cientista da EPRI, Paulo Radatz, que, inclusive, foi citado com méritos em um dos artigos recentes da EPRI (2020).

Esse pacote permite aos usuários interagirem com o OpenDSS usando código Python, o que pode ser particularmente útil para automatizar tarefas, realizar simulações e analisar resultados. O pacote oferece uma variedade de funcionalidades, incluindo: criar e modificar os circuitos no OpenDSS; rodar simulações; analisar resultados, plotar resultados; acessar e manipular dados dos dispositivos modelados no OpenDSS, tais como: geradores, transformadores, capacitores, reguladores de tensão, linhas, cargas, baterias, geradores fotovoltaicos (Radatz, 2023).

O pacote está disponível no *Python Package Index (PyPI)* e pode ser instalado usando pip, o instalador de pacotes Python. O OpenDSS não precisa estar

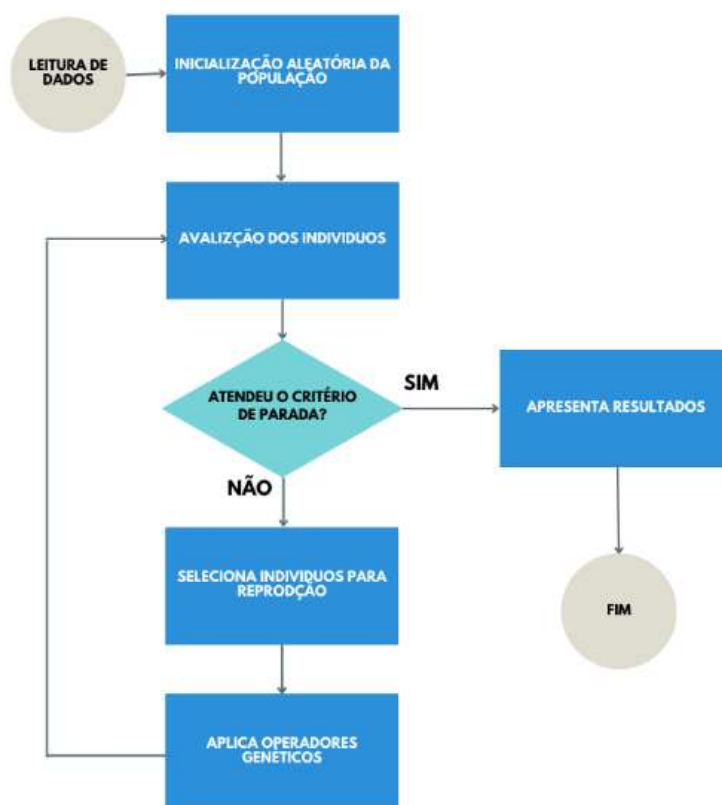
instalado no sistema do usuário para usar o pacote, pois a interface py-dss fornece uma versão do OpenDSS (Radatz, 2023).

3.5 ALGORITMO GENÉTICO

O Algoritmo Genético (AG) é um modelo computacional meta-heurístico inspirado na natureza. O AG foi proposto por Holland (1975) e tem como inspiração a teoria da evolução das espécies de Charles Darwin, que se baseia na seleção das espécies, a qual se resume da seguinte forma: os indivíduos mais aptos a sobreviverem em determinado meio se adaptarão à sobrevivência e deixarão descendentes com a mesma carga genética apta; com isso, a última geração é composta por mais indivíduos aptos à sobrevivência no ambiente em que estão que a geração anterior.

Na versão computacional de teoria da evolução das espécies, o gene é representado, normalmente, por um bit que, em conjunto com outros, formam um cromossomo ou indivíduo. Para o desenvolvimento do AG, deve-se iniciar o modelo com uma população composta por vários indivíduos aleatórios. Em seguida, existem outras quatro etapas, a saber: seleção, reprodução, avaliação e finalização. Todas essas etapas são executadas durante qualquer implementação ou conjunto de dados de treinamento usando o Algoritmo Genético. Se os critérios de parada forem satisfeitos, o valor final será considerado o daquela iteração específica; caso contrário, a seleção para próximas etapas será chamada até que satisfaça os critérios de parada (Fahad e Beenish, 2019). O fluxograma de aplicação do Algoritmo Genético pode ser visto na figura 4.

Figura 4 - Fluxograma de Aplicação do Algoritmo Genético



Fonte: Elaborada pelo autor (2024)

Para este estudo, a modelagem dos indivíduos foi concebida a fim de encontrar as barras mais aptas para alocação do ESS como uma forma de validação da metodologia de valor locacional.

Uma das maneiras para se codificar e decodificar a otimização da alocação de qualquer dispositivo em um sistema de distribuição por AG, dá-se considerando o número de barras do sistema e convertendo tal número para binário. Isso irá identificar a quantidade máxima de algarismos binários necessários para representação de todas as barras. E, por fim, cada combinação de algarismos binários equivale a um número decimal que, por sua vez, está relacionado ao índice da lista de barras. Ou seja, para um sistema de “n” barras tem-se uma lista com “i” índices, onde cada índice representa uma barra (“n” = “i - 1”, pois o primeiro índice costuma ser igual a 0). O número de genes é encontrado pela identificação de quantos algarismos são necessários para representação do número “n” de barras na base binária, portanto, o número de genes “g” é a quantidade de algarismos resultantes da conversão de decimal para binário do número “n” de barras.

Caso o número de genes “g” seja capaz de representar mais números de barras do que o sistema realmente tem, basta limitar a decodificação de binário para decimal ao “n” número de barras.

Supondo “n” igual a 30, para encontrar o número “g” de genes, necessita-se mudar o 30 da base decimal para a base binária; que se representa por 11110, ou seja, um número binário com 5 algarismos, definindo assim, o número “g” de genes necessários como 5. Entretanto, sabe-se que o número binário 11111 equivale ao número 31, na base decimal. Para que o algoritmo não utilize o 31º índice na lista de barras, deve-se estabelecer uma condição que limite qualquer representação de índice maior que 29 como sendo o próprio 29.

Para a alocação do ESS, no sistema IEEE 13 Barras, o conjunto de 4 genes codificados representa a localização ótima do sistema de armazenamento de energia. Esse número de genes foi definido, pois um número binário com quatro algarismos é suficiente para representação das 13 barras do sistema. A figura 5 exibe a modelagem da representação do indivíduo para o sistema IEEE 13 barras.

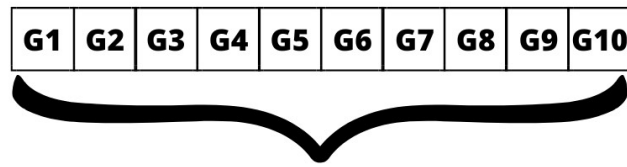
Figura 5 - Representação do indivíduo para o sistema IEEE 13 barras



Fonte: Elaborada pelo autor (2024)

Para a alocação do ESS no circuito CKT5 EPRI, o conjunto de 10 genes codificados representa a localização ótima do sistema de armazenamento no circuito. Esse número de genes foi definido, pois um número binário com dez algarismos é suficiente para representação das 966 barras do sistema. A figura 6 exibe a modelagem da representação do indivíduo para o circuito CKT5 EPRI.

Figura 6 - Representação do indivíduo para o circuito CKT5 EPRI



Genes de alocação ótima do ESS

Fonte: Elaborada pelo autor (2024)

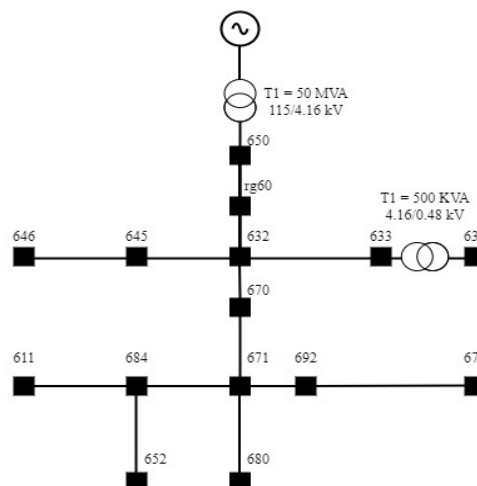
4 RESULTADOS

4.1 Sistema IEEE 13 barras

Este alimentador é pequeno e ainda assim apresenta algumas características muito interessantes, e essas são: curto, com aproximadamente 2,5 km de extensão; carga relativamente alta para um sistema com tensão nominal de 4,16 kV, cerca de 3,9 MVA e 1,7 MVar no somatório de todas as cargas, sendo algumas delas pontuais desbalanceadas e outras distribuídas. Ele, ainda, Possui: uma única subestação com regulador de tensão nela; linhas aéreas e subterrâneas com variedade de fases; dois bancos de capacitores, nas barras 675 e 611; e um transformador em linha (Kersting, 2001).

Para um alimentador pequeno, o mesmo proporciona um bom teste para os recursos mais comuns do software de análise de distribuição (Kersting, 2001). A figura 7 exibe o diagrama unifilar do sistema em questão. Vale enfatizar que o sistema IEEE 13 barras utilizado no banco de dados do OpenDSS tem a barra 670 incorporada entre as barras 632 e 671, e tal barra também foi considerada neste estudo.

Figura 7 - Diagrama unifilar do sistema IEEE 13 BARRAS



Fonte: Elaborada pelo autor (2024)

4.2 Sistema EPRI CKT5

O CKT5 é um dos circuitos disponibilizados pela EPRI que é composto por um único alimentador que fornece energia a uma rede radial com 1379 cargas monofásicas, que estão distribuídas em 591 transformadores de distribuição monofásicos. As 1.379 cargas são compostas por: três clientes comerciais de médio porte, 72 comerciais de pequeno porte e 1.304 clientes residenciais (Zaragoza e Rao, 2021).

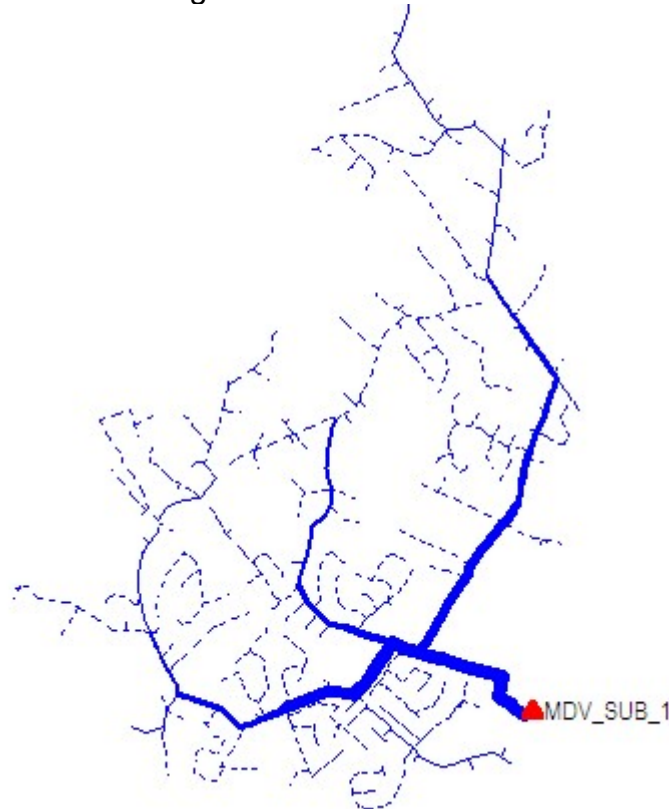
A tabela 4 exibe as principais características do circuito CKT5. Este circuito é apresentado na figura 8, na qual pode ser visto o transformador da subestação, denominado MDVSUB1, que tem uma potência aparente de 10 MVA e possui relação de transformação de 115 kV para 12,47 kV.

Tabela 4 - Características do sistema CKT5

Características do circuito	valores
Tensão do sistema	12,47 kV
Carga total do sistema	16,31 Mva
Total de potência reativa	1,9 MVar
Dimensão do circuito	77,3 km
Quantidade de carga residencial	96%

Fonte: EPRI (2015)

Figura 8 - Sistema CKT5

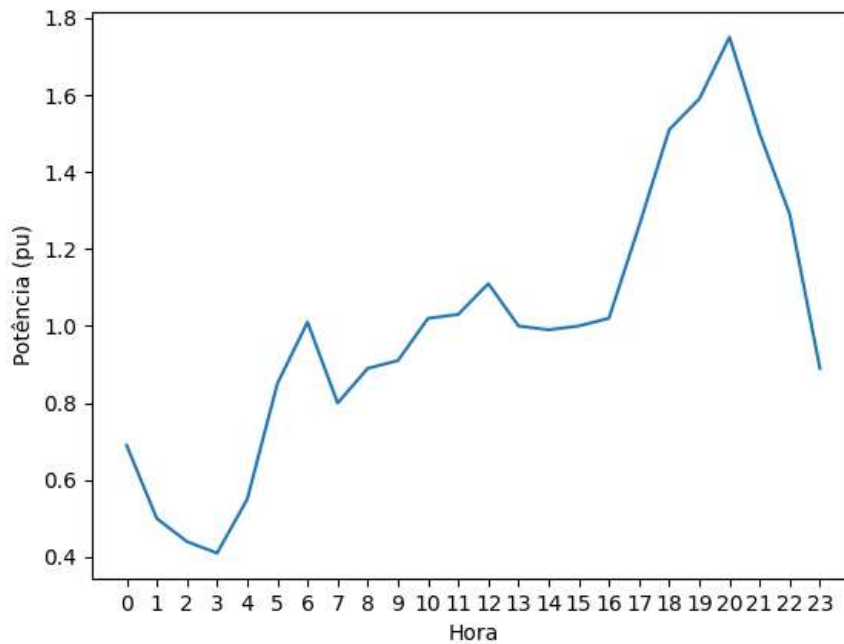


Fonte: EPRI(2015)

4.3 Parametrização dos dispositivos no OpenDss

O fluxo de potência será rodado no modo *daily*(diário) em todos os casos. Nesse modo, faz-se necessária uma curva de carga diária que, para os casos abordados nesta pesquisa, será a curva apresentada na figura 9, na qual o eixo x apresenta às 24 horas do dia e o eixo y exibe a demanda do sistema em pu. Cada sistema tem sua carga instalada definida no código do OpenDSS; para o IEEE 13 barras, a carga instalada é cerca de 3,9 MVA; e para o CKT5, a carga instalada é de aproximadamente 16,3 MVA. Para cada instante de tempo, o consumo será determinado pelo produto entre o valor na curva de carga e a carga instalada do sistema em questão.

Figura 9 - Curva de carga adotada



Fonte: Elaborada pelo autor (2024)

Para cada um dos circuitos considerados nesse estudo (IEEE 13 Barras e CKT5), foram inseridos sistemas de geração fotovoltaica e eólica, no caso base, de maneira randômica para simular a penetração aleatória e massiva de RED nos sistemas de distribuição.

4.3.1 Gerador fotovoltaico

O modelo do gerador fotovoltaico (PV) no OpenDSS combina o conjunto das placas PV e o inversor. Por isso os parâmetros utilizados para a definição do elemento *PVSystem* no simulador envolvem propriedades das placas de geração PV, do inversor e propriedades de condições operativas que estão relacionadas com as características climáticas e geográficas, tais como irradiação e temperatura (Radatz *et al.*, 2020). As principais propriedades do *PVSystem* que necessitam de parametrização específica para cada aplicação estão listadas na tabela 5. Vale

ressaltar que são cerca de 23 propriedades que o *PVSystem* tem, e que as propriedades que não são parametrizadas pelo usuário ficam no modo *default*.

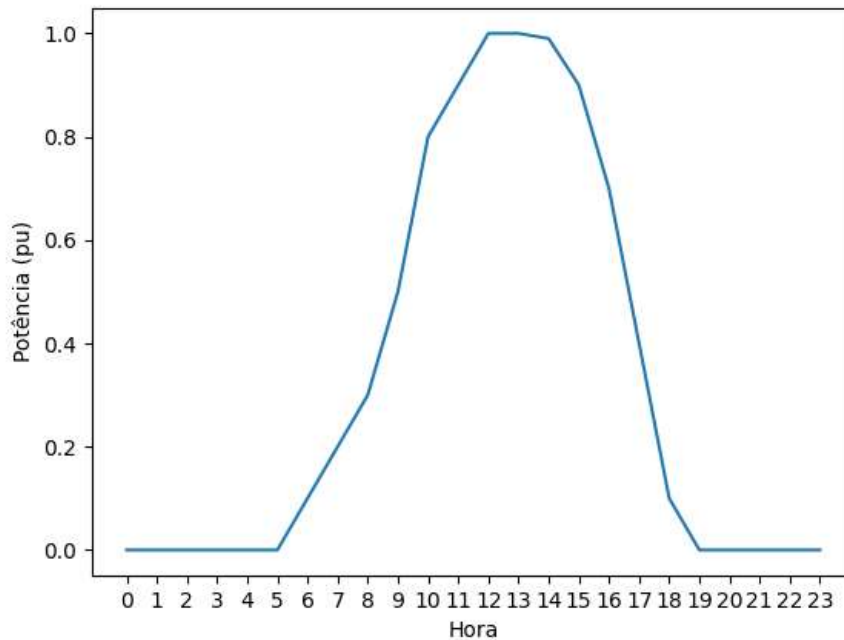
Tabela 5 - Principais propriedades do *PVSystem*

Propriedades	Descrição
Pmpp	A potência nominal máxima do conjunto fotovoltaico, em kW, para irradiância de 1 kW/m ² e uma temperatura pré-definida
P-TCurve	Curva do fator de correção de Pmpp em função da temperatura do arranjo fotovoltaico. Este fator deve ser 1:0 para a temperatura de 25°C
kVA	Potência nominal do inversor em kVA
kV	Tensão de linha nominal do elemento <i>PVSystem</i> , em kV
phases	Número de fases do <i>PVSystem</i>
bus1	Barramento no qual o <i>PVSystem</i> está conectado
FP	Fator de potência
effcurve	Curva de eficiência do inversor em função da potência
irrad	irradiação nominal por hora dia
Temperature	Temperatura instantânea no arranjo fotovoltaico. para simulações estáticas
yearly ou daily ou duty	Curvas de irradiância anual, diária ou de serviço, esses valores são coletados da propriedade irrad
TDaily	Curva de temperatura por um período, em °C , no arranjo fotovoltaico

Fonte: Radatz *et al.* (2020)

A figura 10 apresenta a curva de irradiação solar considerada. E a parametrização geral do *PVSystem* para aplicação neste estudo estão exibidas nas tabelas 6 e 7.

Figura 10 - Curva de irradiação solar considerada



Fonte: Elaborada pelo autor (2024)

Para o sistema IEEE 13 BARRAS, foram considerados dois sistemas de geração fotovoltaicos (PV1 e PV2), com as configurações de alocação e dimensionamento exibidas na tabela 6.

Tabela 6 - Parametrização geral do PVSsystem para aplicação no sistema IEEE 13 Barras

Propriedades	Parametrização para aplicação neste estudo
Pmpp	PV1 = 1000 KVA - PV2 = 300 KVA
P-TCurve	XYCurve = New XYCurve.MyPvsTnpts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6]
kVA	PV1 = 1000 KVA - PV2 = 300 KVA
kV	PV1 = 4,16 KV - PV2 = 4,16 KV
phases	PV1 = 2 - PV2 = 2

bus1	PV1 = 684.1.3 - PV2 = 646.2.3
FP	1
effcurve	XYCurve = New XYCurve.MyEffnpts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray=[.86 .9 .93 .97]
irrad	Loadshape = New Loadshape.MyIrradnpts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3 .5 .8 .9 1.0 1.0 .99 .9 .7 .4 .1 0 0 0 0 0], curva exibida na figura 9
Temperature	não se aplicou para o caso diário
yearly ou daily ou duty	Loadshape do irrad = MyIrrad, curva exibida na figura 10
TDaily	Tshape = New Tshape.MyTempnpts=24 interval=1 temp=[25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 35, 40, 45, 50 60 60 55 40 35 30 25 25 25 25 25 25]

Fonte: Elaborada pelo autor (2024)

Para o sistema CKT5, foram considerados 10 sistemas de geração fotovoltaicos (PV1 ao PV10) com as configurações de alocação e dimensionamento exibidas na tabela 7.

Tabela 7 - Parametrização geral do PVSystem para aplicação no sistema CKT5

Propriedades	Parametrização para aplicação neste estudo
Pmpp	PV1 = 250 KVA - PV2 = 500 KVA - PV3 = 2500 KVA - PV4= 1000 KVA - PV5 = 5000 KVA - PV6 = 50 KVA - PV7 = 100 KVA - PV8 = 100 KVA - PV9 = 50 KVA - PV10 = 200 KVA
P-TCurve	XYCurve = New XYCurve.MyPvsTnpts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6]
kVA	PV1 = 250 KVA - PV2 = 500 KVA - PV3 = 2500 KVA - PV4= 1000 KVA - PV5 = 5000 KVA - PV6 = 50 KVA - PV7 = 100 KVA - PV8 = 100 KVA - PV9 = 50 KVA - PV10 = 200 KVA

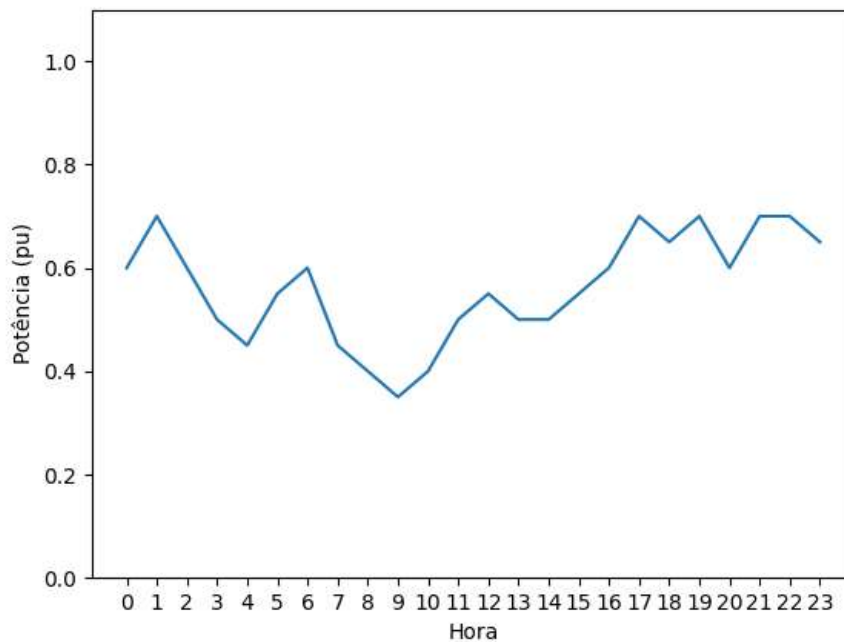
kV	PV1 = 7,20 KV - PV2 = 7,20 KV - PV3 = 12,47 KV - PV4 = 7,20 KV - PV5 = 12,47 KV - PV6 = 7,20 KV - PV7 = 7,20 KV - PV8 = 7,20 KV - PV9 = 7,20 KV - PV10 = 7,20 KV
phases	PV1 = 1 - PV2 = 1 - PV3 = 3 - PV4 = 1 - PV5 = 3 - PV6 = 1 - PV7 = 1 - PV8 = 1 - PV9 = 1 - PV10 = 1
bus1	PV1 = 62244.3 - PV2 = 1144230.1 - PV3 = 98795.1.2.3 - PV4 = 74446.3 - PV5 = 8083.1.2.3 - PV6 = 6573.2 - PV7 = 8205.2 - PV8 = 39599.2 - PV9 = 106883.3 - PV10 = 39586.2
FP	1
effcurve	XYCurve = New XYCurve.MyEffnpts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray=[.86 .9 .93 .97]
irrad	Loadshape = New Loadshape.MyIrradnpts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3 .5 .8 .9 1.0 1.0 .99 .9 .7 .4 .1 0 0 0 0], curva exibida na figura 9
Temperature	não se aplicou para o caso diário
yearly ou daily ou duty	Loadshape do irrad = MyIrrad, curva exibida na figura 10
TDaily	Tshape = New Tshape.MyTempnpts=24 interval=1 temp=[25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 35, 40, 45, 50 60 60 55 40 35 30 25 25 25 25 25 25]

Fonte: Elaborada pelo autor (2024)

4.3.2 Gerador eólico

No OpenDSS, não há um modelo específico para gerador eólico, contudo há o modelo genérico para gerador. Segundo Dugan (2013), o modelo de gerador no OpenDSS é equivalente a um elemento de conversão de energia. Sua classificação é basicamente definida por seus kW e PF nominais ou kW e kVAr. Ele pode ser modificado por vários multiplicadores, como, por exemplo, uma curva típica de intensidade de geração eólica, que pode ser vista na figura 11. No OpenDSS, o gerador é representado pelo elemento *Generator*.

Figura 11 - Curva de geração eólica adotada



Fonte: Elaborada pelo autor (2024)

Dentre os mais de vinte e cinco parâmetros do elemento *Generator*, os que necessitam ser ajustados pelo usuário para aplicação neste trabalho estão listados na tabela 8.

Tabela 8 - Principais parâmetros para esta aplicação

Propriedades	Descrição
bus1	Barramento no qual o <i>Generator</i> está conectado
kV	Tensão de linha nominal do elemento <i>Generator</i> , em kV
kVA	Potência aparente nominal do <i>Generator</i> , em kVA
kW	Potência ativa nominal do <i>Generator</i> , em kW
yearly ou daily ou duty	Curvas anual, diária ou de serviço, que vão caracterizar a intensidade de geração a cada hora ou instante.

model	Define como a tensão varia no gerador
usermode	Nome do modelo definido pelo usuário
userdata	Dados do modelo definido pelo usuário

Fonte: Dugan (2013)

Para o sistema IEEE 13 Barras, foi considerado um sistema de geração eólica (Eolica1). A parametrização de alocação e a de dimensionamento estão exibidas na tabela 9. Deve-se trazer a memória que todo parâmetro que não é ajustado pelo usuário permanece no modo *default*.

Tabela 9 - Principais parâmetros para a aplicação no sistema IEEE 13 Barras

Propriedades	Descrição
bus1	680.1.2.3
kV	4,16 kV
kVA	1000 kVA
kW	1000 kW
yearly ou daily ou duty	Loudshape = New Loadshape.Eolicanpts=24 interval=1 mult=[.6 .7 .6 .5 .45 .55 .6 .45 .4 .35 .4 .5 .55 .5 .5 .55 .6 .7 .65 .7 .6 .7 .7 .65], curva típica de intensidade de geração eólica exibida na figura 10
model	6
usermode	indmach012a
userdata	(Rs=0.00046 ,Xs=0.1202 , Rr =0.10993 , Xr =0.18084 , Xm=6.84)

Fonte: Elaborada pelo autor (2024)

Para o sistema CKT5, também foi considerado um sistema de geração eólica (Eolica1). A parametrização de alocação e a de dimensionamento estão exibidas na tabela 10.

Tabela 10 - Principais parâmetros para o sistema CKT5

Propriedades	Descrição
bus1	847.1.2.3
kV	12,47 kV
kVA	1500 kVA
kW	1500 kW
yearly ou daily ou duty	Loudshape = New Loadshape.Eolicanpts=24 interval=1 mult=[.6 .7 .6 .5 .45 .55 .6 .45 .4 .35 .4 .5 .55 .5 .5 .55 .6 .7 .65 .7 .6 .7 .7 .65], curva típica de intensidade de geração eólica exibida na figura 10
model	6
usermode	indmach012a
userdata	(Rs=0.00046 ,Xs=0.1202 , Rr =0.10993 , Xr =0.18084 , Xm=6.84)

Fonte: Elaborada pelo autor (2024)

Dois pontos devem ser esclarecidos nas tabelas 9 e 10. O primeiro diz respeito à propriedade *model* que para a aplicação neste trabalho é representada pelo número 6. No entanto, existem sete modelos de gerador oferecidos pelo OpenDSS, que podem ser vistos na tabela 11 (Dugan,2013). O segundo ponto é sobre o *usermode* que foi definido como: IndMach012 nas tabelas 9 e 10. Este *usermode* é um modelo simples de componentes simétricos de uma máquina de indução fornecido pelo OpenDSS (EPRI, 2012).

Tabela 11 - Modelos de gerador oferecidos pelo OpenDSS

Modelo	Descrição
1	Potências ativa e reativa reguladas pelo multiplicador, ou curva de carga; ou, ainda, curva característica de geração.
2	Impedância regulada pelo multiplicador, ou curva de carga; ou, ainda, curva característica de geração.
3	Potência ativa regulada pelo multiplicador, ou curva de carga; ou, ainda, curva característica de geração, e $ V $ algo como um fluxo de potência padrão com magnitudes de tensão e ângulos como variáveis em vez de P e Q
4	Potência ativa regulada pelo multiplicador, ou curva de carga; ou, ainda, curva característica de geração, e reativa fixa.
5	Potência ativa regulada pelo multiplicador, ou curva de carga; ou, ainda, curva característica de geração, e reatância fixa.
6	Modelo elaborado pelo usuário
7	Potências ativa e reativa reguladas pelo multiplicador, ou curva de carga; ou, ainda, curva característica de geração; com limitação de corrente

Fonte: Dugan (2013)

4.3.3 Sistema de armazenamento de energia

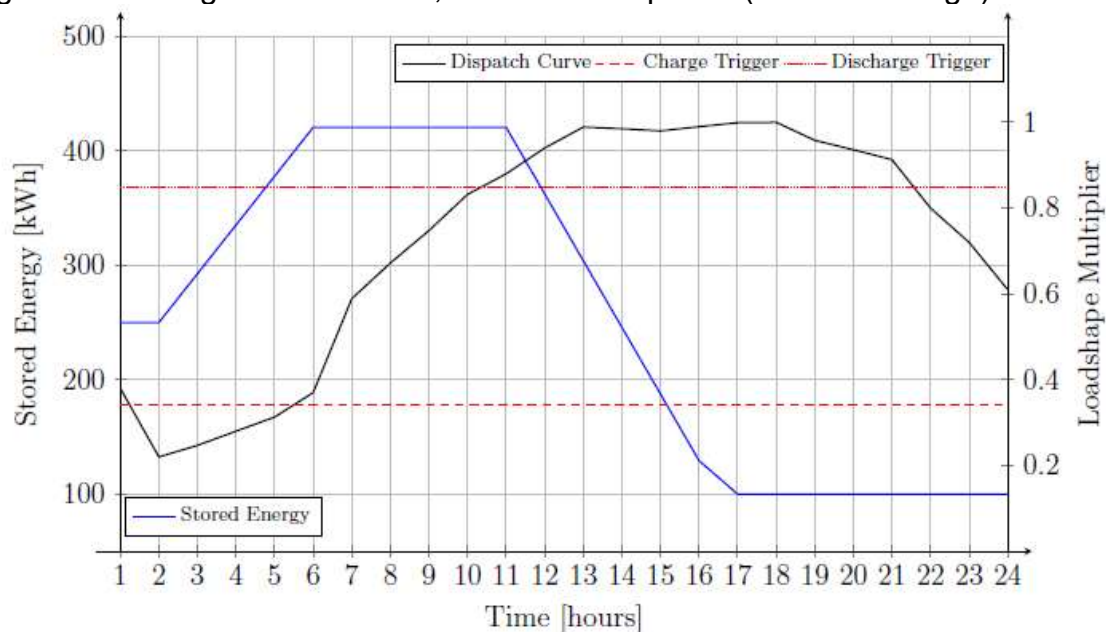
O elemento de armazenamento de energia, denominado *Storage* no OpenDSS, é um *Power Conversion Element* (PCE) que, em alto nível, é modelado como uma carga de potência constante durante o carregamento e como um gerador que pode injetar energia na rede durante a descarga, sempre sujeito à sua potência nominal e capacidade de energia armazenada. Semelhante ao modelo de gerador FV, o modelo de armazenamento de energia também já considera o inversor em seu modelo no OpenDSS. Por essa razão, os seus parâmetros também consideram propriedades de inversor (Rocha *et al.*, 2020).

O elemento *Storage* possui vários modos de despacho diferentes, ou seja, diferentes maneiras de controlar a operação dele mesmo. Os modos de despacho podem ser divididos em modos de autodespacho e outros modos de despacho. Nos modos de autodespacho, um elemento *Storage* determina sua própria operação. Nos demais modos de despacho, a operação de armazenamento é determinada por uma combinação dos elementos de controle, *StorageController* e *InControl*. Os principais modos de despacho de elementos de armazenamento disponíveis atualmente são listados a seguir (Rocha *et al.*, 2020):

- *Default*

Neste modo, os gatilhos (*tiggers*) estão relacionados com a curva de carga do sistema de distribuição considerado, definido por um *loadshape* no OpenDSS. Sempre que o valor da curva de carga for maior que o valor especificado para o gatilho de descarregamento, o sistema de armazenamento descarrega a uma potência constante, definida por *%Discharge*. O descarregamento do armazenamento continua até que o SOC (*State of Charge*) atinja a sua reserva máxima ou o valor da curva de carga assuma um valor menor que o gatilho de descarregamento. De maneira semelhante, sempre que o valor da curva de carga for menor que o gatilho de carregamento especificado, o elemento carrega até que esteja totalmente carregado ou a curva assuma um valor maior que o gatilho de descarregamento. Este funcionamento pode ser visto na figura 12 (Rocha *et al.*, 2020).

Figura 12 - Energia Armazenada, Curva de Despacho (Curva de Carga) e Gatilhos



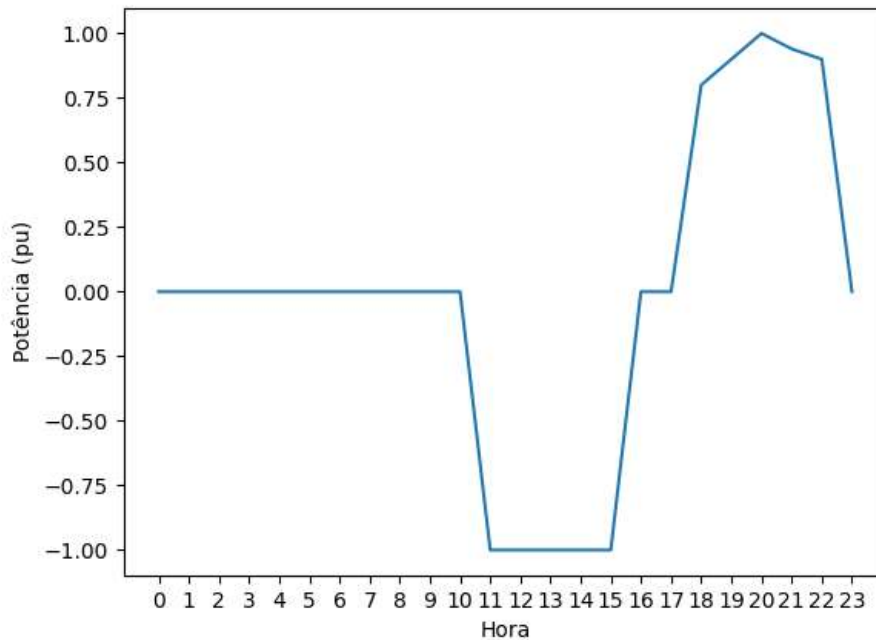
Fonte: Rocha *et al.*(2020)

Dentro desse modo, também existe um outro critério para carregamento do armazenamento relacionado à hora do dia em que o carregamento do armazenamento é ativado, mesmo que o valor do formato de carga especificado não seja inferior ao gatilho de carregamento. Este mecanismo, normalmente, é utilizado para carregar o armazenamento no início do dia, quando a demanda é baixa para garantir que o elemento esteja totalmente carregado para operação durante o resto do dia (Rocha *et al.*, 2020).

- *Follow*

Como o nome sugere, nesse modo, o carregamento e o descarregamento do sistema de armazenamento seguem um formato de uma curva pré-definida pelo usuário sem depender de nenhum gatilho, como a curva adotada para este estudo que está exibida na figura 13. A forma de carga especificada pelo usuário deve ser inserida na propriedade diária, ou anual ou ciclo de trabalho. Considerando valores positivos, o armazenamento é configurado para descarregar e tendo em vista valores negativos é configurado para carregar. Um valor zero define o elemento para o estado inativo (Rocha *et al.*, 2020).

Figura 13 - Curva de despacho do armazenamento



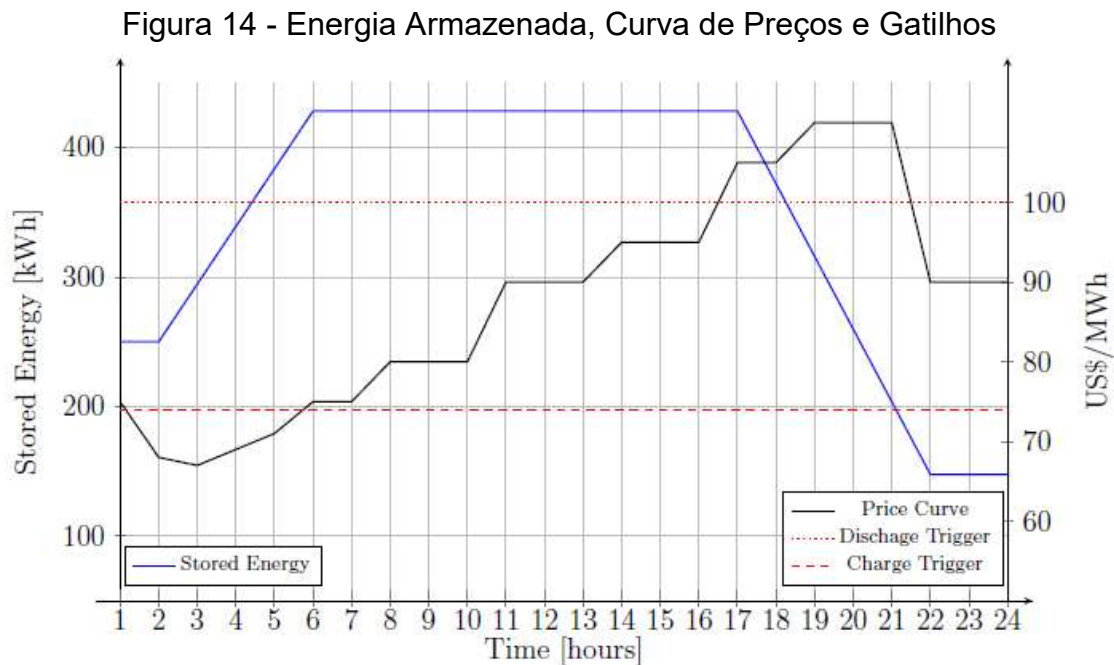
Fonte: Elaborada pelo autor (2024)

- *Price and LoadLevel*

Nesses dois modos, também são utilizados os gatilhos de carregamento e descarregamento, porém comparados com propriedades globais.

O modo *Price* usa, em vez de um objeto *loadshape*, o objeto denominado *PriceShape*, que representa uma matriz de preços. O objeto *PriceShape* é atribuído à propriedade global *pricecurve*. Os gatilhos são definidos como preços e a regra é que sempre que o preço da energia for superior ao gatilho de descarregamento do sistema de armazenamento, este sistema deve despachar energia para o sistema de distribuição, ou seja, sempre que o preço para venda da energia do armazenamento estiver valendo a pena do ponto de vista do dono do sistema de armazenamento, a energia do sistema será despachada. Seguindo a mesma lógica de vantagem econômica para o carregamento do sistema, esta lógica é: quando a curva de preço estiver abaixo do gatilho de carregamento, o sistema de armazenamento irá se carregar, assim fechando a lógica do ciclo econômico de carregar o sistema de armazenamento quando a energia é mais barata e descarregar o ESS quando a energia estiver mais cara. O funcionamento deste

modo de despacho do ESS também está representado na figura 14 (Rocha *et al.*, 2020).



Fonte: Rocha *et al.* (2020)

A mesma lógica se aplica ao modo de despacho *Loadlevel*. Neste modo, o formato de carga global é definido através de um objeto *loadshape* que deve ser atribuído às propriedades globais *defaultdaily* ou *defaultyearly*, dependendo do modo de solução que está sendo considerado (Rocha *et al.*, 2020).

- *External*

Nesse modo, o estado de armazenamento e os valores de despacho são definidos por um elemento de controle externo, o *StorageController*. Quando um *StorageController* assume o controle de um elemento de armazenamento, o modo *external* é ativado automaticamente. Os modos de controle utilizados por meio do *StorageController* são apresentados e discutidos por Rocha *et al.* (2019) e (Rocha *et al.*, 2020).

Após apresentação dos modos de despacho do elemento *storage*, devem-se destacar as propriedades deste elemento, as quais compõem uma lista de

cinquenta e um itens. Dentre esses, os que necessitam ser ajustados pelo usuário para aplicação neste trabalho estão listados na tabela 12.

Tabela 12 - Principais propriedades do elemento *Storage*

Propriedades	Descrição
phases	Número de fases do elemento <i>Storage</i>
bus1	Barramento no qual o <i>Storage</i> está conectado
kV	Tensão de linha nominal do elemento <i>Storage</i> , em kV
kWrated	Potência ativa nominal da saída do inversor. Base para <i>Loadshapes</i> quando <i>DispMode=Follow</i> .
kWhrated	Capacidade nominal de armazenamento em kWh
yearly ou daily ou duty	Curvas anual, diária ou de serviço, que vão caracterizar a intensidade do despacho do armazenamento a cada hora ou instante.
dispmode	Modos de despacho de elementos de armazenamento explicados no início deste tópico. As possibilidades são: <i>default; follow; external; loadlevel; e price</i> .

Fonte: Rocha *et al.* (2020)

Os ajustes das propriedades para os cenários aplicados neste estudo estão exibidos na tabela 13. Sempre se deve lembrar que todo parâmetro que não é ajustado pelo usuário permanece no modo default.

Tabela 13 - Parametrização para os cenários aplicados neste estudo

Propriedades	Descrição
phases	Número de fases da barra em que o ESS será inserido
bus1	Barramento no qual o <i>Storage</i> será conectado para análise do valor locacional. O ESS será inserido em cada uma das barras do sistema para que os índices sejam obtidos
kV	Tensão de linha nominal da barra que o ESS será inserido, <i>em kV</i>
kWrated	Potência ativa nominal de cada cenário considerado, <i>em kW</i>
kWhrated	Capacidade nominal de armazenamento em kWh de cada cenário considerado
yearly ou daily ou duty	Loudshape = New LoadShape.storageCurvenpts=24 interval=1 mult=(0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 -1 -1 -1 -1 -1 0 0 0.80 0.90 1 0.94 0.90 0), curva de despacho do ESS exibida na figura 8
dispmode	<i>Follow</i>

Fonte: Elaborada pelo autor (2024)

Para esta pesquisa, foi escolhido o sistema BESS como tecnologia de armazenamento empregada por proporcionar gerenciamento do despacho de potência a curto prazo, com carga e descarga diária e provimento de serviços ancilares; por sua capacidade de integração com as fontes renováveis na rede elétrica e sua melhor adequação a sistemas de distribuição. Por isso a curva de despacho do sistema de armazenamento, figura 9, tem características de um sistema de baterias; sem necessidade de mais especificações sobre qual tipo, já que, não é esse o escopo deste estudo. Entretanto, sabe-se que é presumido por Bartholdsen *et al.* (2019) e pela literatura revisada, o domínio da tecnologia de bateria de íons de Lítio sobre todas as outras, por suas características mais vantajosas.

4.4 Inserção dos sistemas de geração

Foram inseridos sistemas de geração fotovoltaica e eólica nos casos base dos dois circuitos, IEEE 13 Barras e CKT5, de maneira aleatória para simular a penetração massiva e sem planejamento técnico de RED nos sistemas de distribuição. A tabela 14 apresenta as barras e capacidades nominais dos RED inseridos e as seções 4.3.1 e 4.3.2 detalham as demais parametrizações.

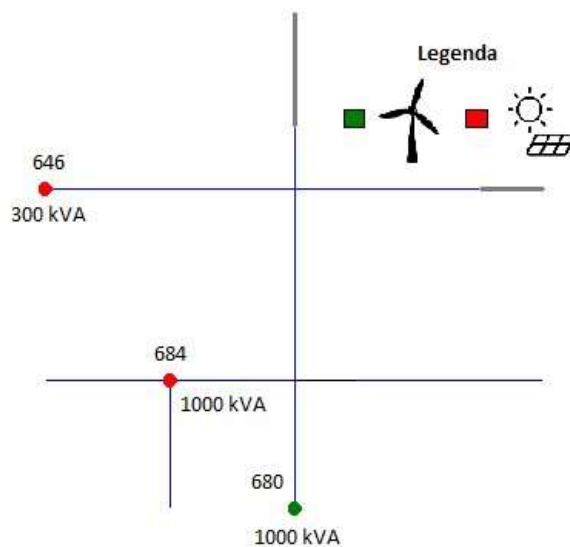
Tabela 14 - Barras e capacidades nominais das RED inseridas nos casos base

RED	IEEE 13 Barras		CKT5	
	Barra	kVA	Barra	kVA
PV1	684	1000	62244	250
PV2	646	300	1144230	500
PV3	–	–	98795	2500
PV4	–	–	74446	1000
PV5	–	–	8083	5000
PV6	–	–	6572	50
PV7	–	–	8205	100
PV8	–	–	39599	100
PV9	–	–	106883	50
PV10	–	–	39586	200
Eolica1	680	1000	847	1500

Fonte: Elaborada pelo autor (2024)

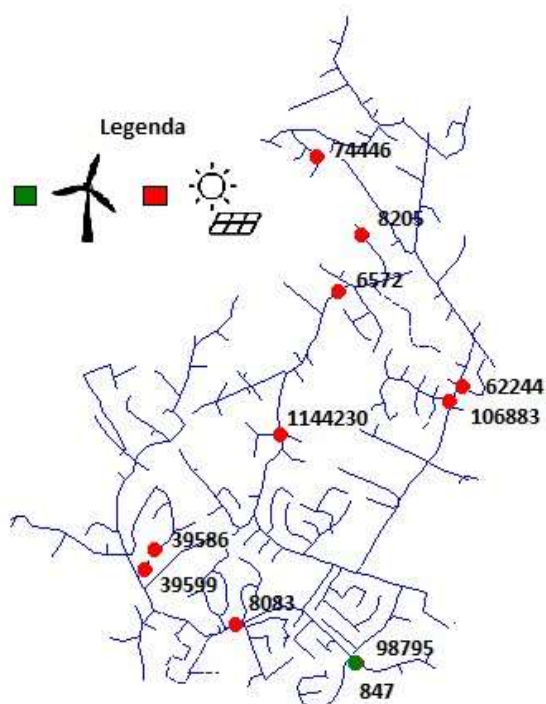
As figuras 15 e 16, apresentam os diagramas unifilares do sistema IEEE 13 Barras e CKT5, respectivamente, exibindo o posicionamento de cada um dos RED nos circuitos.

Figura 15 - Diagrama unifilar do sistema IEEE 13 Barras com RED



Fonte: Elaborada pelo autor (2024)

Figura 16 - Diagrama unifilar do circuito CKT5 com RED



Fonte: Elaborada pelo autor (2024)

4.5 Mapas de calor do cálculo de valor locacional

Para realizar o cálculo do valor locacional de inserção do BESS no sistema IEEE 13 BARRAS e no circuito CKT5, foram considerados 5 cenários de potência distintos para o sistema de baterias, considerando 50 kW, 100 kW, 500 kW, 1000 kW, e 2000 kW, conforme mostra a Tabela 15.

Tabela 15 - Cenários considerados para o estudo

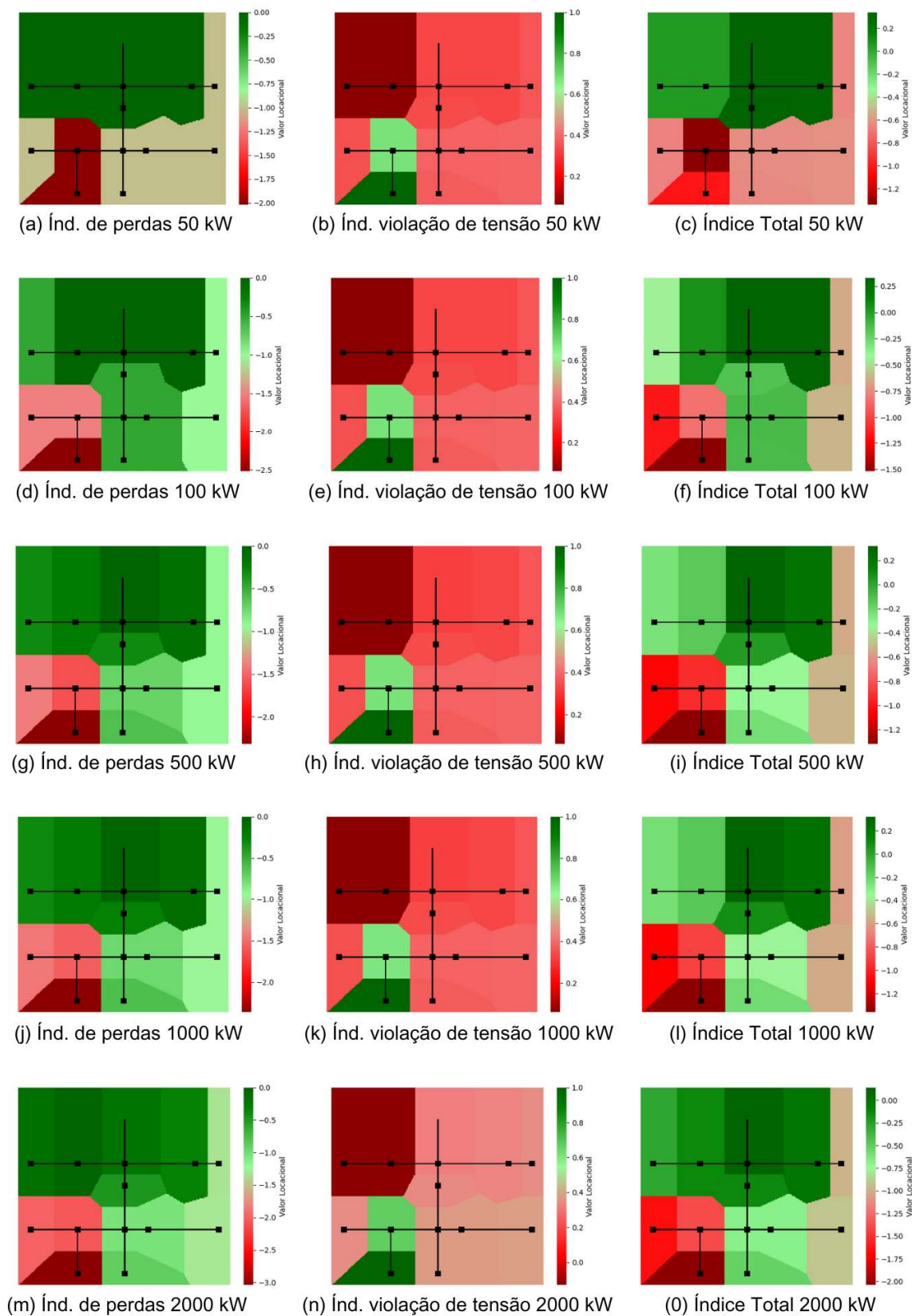
Cenários	IEEE 13 BARRAS	CKT5
1	50 kW	
2	100 kW	
3	500 kW	
4	1000 kW	
5	2000 kW	

Fonte: Elaborada pelo autor (2024)

O cálculo dos índices de perdas e de violações totais de tensão considera as perdas e o somatório das violações do caso base que para a aplicação, neste estudo, são os sistemas considerados com as inserções dos RED citados no tópico 4.5.

Tratando-se do sistema IEEE 13 Barras, as perdas elétricas totais do caso base são de 66,127 kW e o somatório total das violações de tensão é 0,0123368 pu. A figura 17 apresenta os resultados obtidos para inserção dos BESS no IEEE 13 BARRAS.

Figura 17 - Resultados de valores locais para inserção dos BESS no IEEE 13 Barras



Fonte: Elaborada pelo autor (2024)

Analisando as imagens da figura 17, pode-se observar que as imagens da primeira coluna são os mapas de calor do índice de perdas para os 5 cenários, nos quais identifica-se que o índice não foi melhorado em nenhuma barra pela inserção do BESS, pois o valor máximo da legenda do mapa é igual a 0.

As imagens da segunda coluna de imagens da figura 17 representam os mapas de calor do índice de violação de tensão para os 5 cenários; neles, podemos constatar que houve redução da violação de tensão total quando o BESS foi inserido em algumas barras do sistema.

Já os mapas de calor da terceira coluna da figura 17 são os mapas do índice total para cada um dos cenários considerados; os quais são formados pela soma dos dois índices para cada uma das barras.

A análise dos mapas de índice total da figura 17 (3ª coluna de mapas) reforça a representação dos mapas apresentados nas duas primeiras colunas; nos quais se pode ver que um dos índices considerados foi negativo, pois a melhor das barras não teve índice total igual a dois ou perto de dois, contudo, também se nota que o outro índice foi positivo porque o melhor índice tem o seu valor superior a zero. Isto revela que a inserção do BESS, no sistema, melhorou um dos índices e piorou o outro.

Considerando-se os mapas de calor do índice de perdas, os mapas da primeira coluna da figura 17, destaca-se que as barras do canto inferior esquerdo são as menos aptas para receber o sistema BESS, considerando somente perdas, em todos os cenários; com pouca diferença de aptidão para receber o BESS nas outras barras.

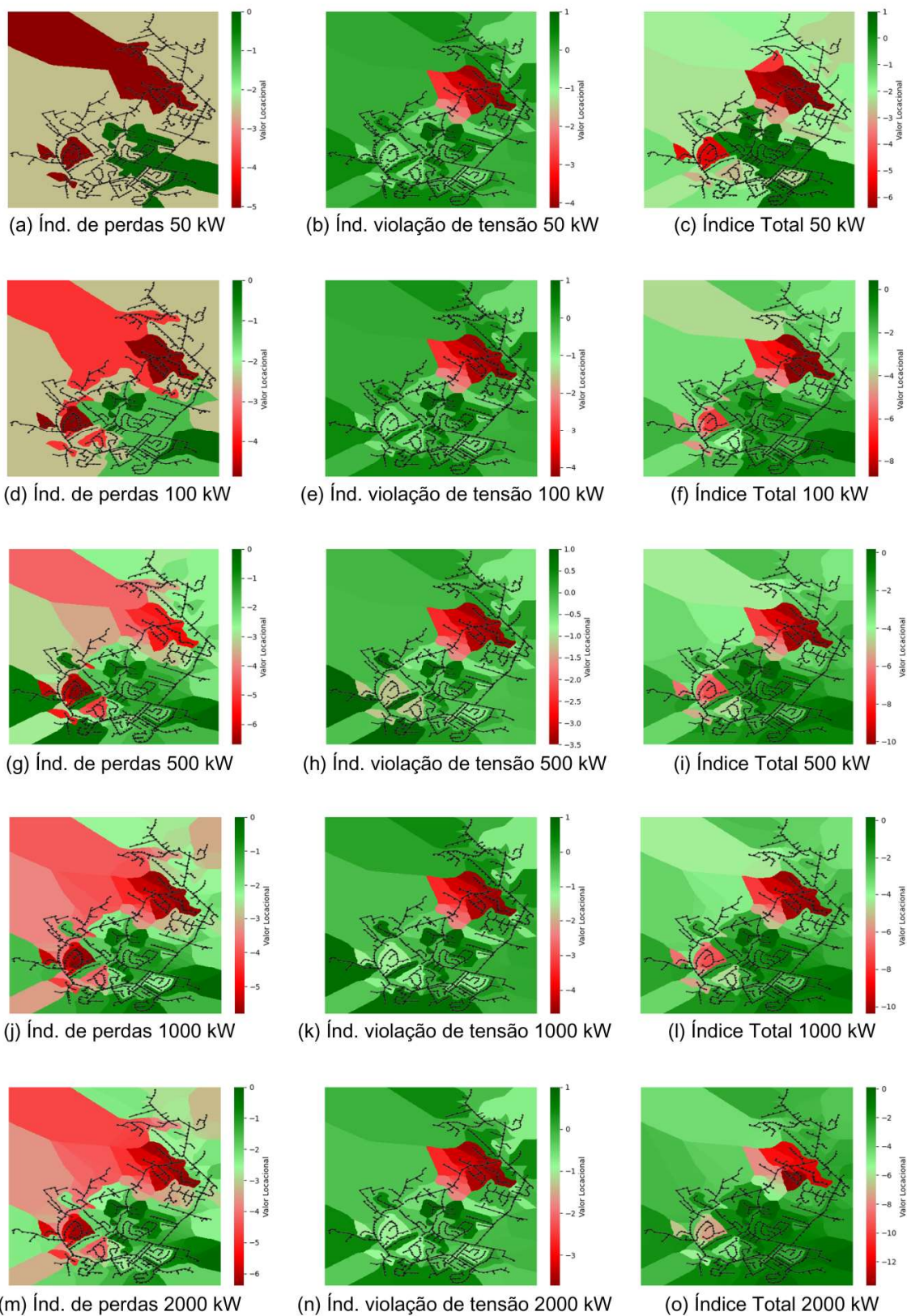
Na análise dos mapas de calor do índice de violação de tensão, os mapas da coluna central da figura 17, salienta-se a pouca diferença entre os cenários, mostrando que a variação da capacidade do sistema BESS, em kW, não traz muita diferença no quesito perfil de tensão. E, ao contrário do que observou-se nos mapas de calor do índice de perdas, as barras mais aptas para receber o sistema BESS, considerando índice de violação de tensão, foram as barras localizadas no canto inferior esquerdo do sistema.

Outro destaque que pode ser feito considerando figura 17, está relacionado com os mapas de calor do índice total, os mapas da coluna da direita da figura 17; neles, se observa que as barras mais aptas para inserção do sistema BESS no IEEE 13 BARRAS, em qualquer dos cenários, são as que estão mais perto da

subestação. E as barras menos aptas são as localizadas a sudoeste do sistema. Outro ponto a ser destacado é que à medida que o dimensionamento do BESS aumenta, aumenta também a diferença entre as barras mais aptas e as menos aptas. Isso pode ser observado, pois o range da legenda do mapa de calor vai aumentando.

Para o sistema de grande porte, CKT5, as perdas totais são de 207,48 kW e o somatório das violações de tensão é 0,4693846 pu. A figura 18 apresenta os resultados obtidos para inserção dos BESS no CKT5.

Figura 18 - Resultados de valores locais para inserção dos BESS no CKT5



Fonte: Elaborada pelo autor (2024)

Fazendo uma breve análise da figura 18, constatam-se semelhanças entre a alocação do BESS nos sistemas aqui em análise, o de grande porte, figura 18 e o de pequeno porte, figura 17.

O sistema de grande porte também apresentou um índice positivo e outro negativo. Assim como no de pequeno porte, não houve melhorias de perdas totais no circuito quando se alocou o BESS (ver primeira coluna da figura 18), e obteve-se redução no índice da violação de tensão para algumas barras do sistema (ver coluna central da figura 18).

Outro ponto semelhante entre os dois circuitos foi a aptidão das barras mais próximas à subestação, observadas tanto na figura 17, quanto na 18, considerando, principalmente, os mapas de calor do índice total, mapas de calor da coluna direita das figuras 17 e 18. Outra semelhança se dá na alocação das piores barras para inserção do BESS; pois, nos dois circuitos, elas se encontram às margens do sistema de distribuição, ou seja, nos pontos mais próximos aos finais de alimentadores.

Destaca-se também, na análise da figura 18, outra semelhança de comportamento nos mapas de calor do índice total dos dois circuitos ao receber o BESS (ver colunas direitas das figuras 17 e 18). Observa-se que quanto maior é a capacidade do BESS, maior é a diferença entre as barras mais aptas e as menos aptas.

O último ponto de destaque é o fato de que nem todas as margens nos mapas de calor do índice total do sistema CKT5 contêm barras com pouca aptidão, diferente das barras marginais do IEEE 13 Barras que, em boa parte, são as piores para receber o BESS.

4.6 Validação do método de valor locacional por meio de otimização por AG

Após inúmeras simulações, os parâmetros definidos de forma empírica para o AG do sistema IEEE 13 barras e do circuito CKT5 EPRI foram: número de genes: 4 para IEEE 13 barras, 10 para o CKT5; tamanho da população: 12 indivíduos; taxa de mutação: 25%; elitismo: 1%; taxa de cruzamento: 50%; cruzamento: uniforme;

taxa de pais na população seguinte: 50%; critério de parada é o número máximo de 60 gerações.

Para cada cenário de cada um dos circuitos, foram realizadas 10 simulações. Na tabela 16 são apresentadas as barras extraídas da otimização com AG para cada um dos cenários de cada circuito. Junto à melhor barra apresentada pela otimização, também se pode ver a recorrência de suas aparições como barra ótima nas 10 simulações realizadas para cada cenário.

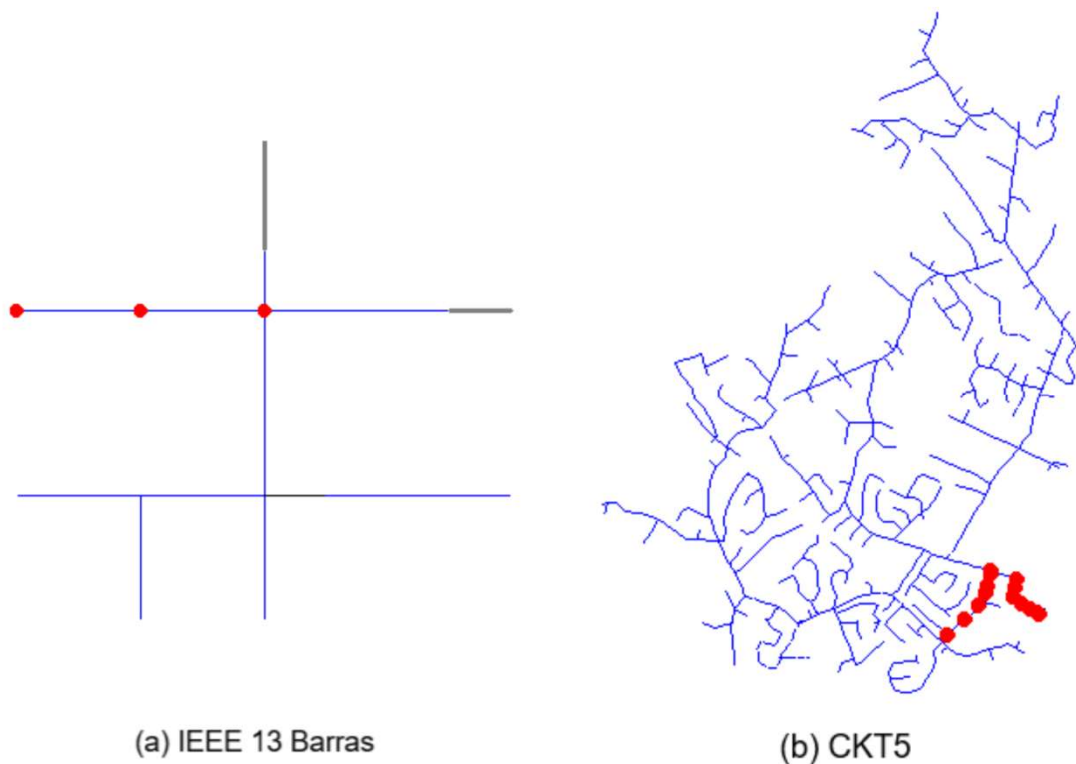
Tabela 16 - Melhores barras e recorrência de suas aparições nas simulações

Cenários	IEEE 13 barras		CKT5	
	Melhor Barra	Recorrência nas simulações	Melhor Barra	Recorrência nas simulações
50 kW	632	10/10	1023346	2/10
100 kW	632	10/10	1023346	1/10
500 kW	632	10/10	796	2/10
1000 kW	632	10/10	1023346	1/10
2000 kW	645	9/10	1023346	2/10

Fonte: Elaborada pelo autor (2024)

A figura 19 apresenta, em vermelho, a localização das melhores barras obtidas através da otimização via AG durante as 100 simulações realizadas para este trabalho.

Figura 19 - Melhores Barras obtidas nas 100 simulações do AG.



Fonte: Elaborada pelo autor (2024)

Nas 50 simulações realizadas para os 5 cenários simulados no sistema IEEE 13 Barras, figura 19(a), o algoritmo apresentou 3 barras como ótimas, tendo a predominância da barra 632 como destaque, aparecendo como melhor resultado 40 vezes nas 50 simulações, seguida pela barra 645 que apareceu como melhor por 9 vezes nas 50 simulações, sendo todas as aparições desta última no cenário do BESS com capacidade de 2000 kW.

Considerando as 50 simulações para os 5 cenários simulados no CKT5, figura 19(b), apresentou-se uma variação maior de resultados, como era esperado por se tratar de um sistema de grande porte. O Algoritmo Genético entregou 14 barras como ótimas nas 50 simulações. O destaque para as simulações do CKT5 ficou com a barra 1023346 por apresentar a melhor FOB em 4 dos 5 cenários, provavelmente não apresentou a melhor FOB para o cenário do BESS de 500 kW por não chegar a ser mapeada pelo algoritmo. Demais barras obtidas nas simulações no CKT5 podem ser vistas na tabela 17.

Tabela 17 - Melhores barras e suas recorrências nas simulações no CKT5

Barras	Recorrência nas simulações
782 e 788	9/50
1023346	6/50
796 e 785	5/50
63638	4/50
861	3/50
1010727 e 784	2/50
798, 791, 783, 827 e 844	1/50

Fonte: Elaborada pelo autor (2024)

A figura 19, apresentada anteriormente, é importante para validar a metodologia de valor locacional. Fazendo uma comparação da figura 19 com os mapas de calor, exibidos através das figuras 17 e 18, pode-se afirmar que todas as barras obtidas pelo Algoritmo Genético se encontram nas regiões mais aptas dos mapas de calor.

Somando-se à validação, deve-se salientar que a metodologia de valor locacional entregou o patamar de aptidão de todas as barras dos circuitos além das barras consideradas ótimas, aumentando o poder de análise global de quem lançar mão desta metodologia.

4.7 Análise de esforço computacional

O ambiente computacional utilizado para o processamento dos casos foi um processador Intel Core i5, 1.8GHz, 4GB RAM, utilizando sistema operacional Windows 10 Pro.

A tabela 18 exibe o tempo médio de processamento da otimização para cada um dos cenários e para os dois sistemas, além do tempo de processamento da metodologia de valor locacional (VL) com elaboração do mapa de calor também em minutos.

Tabela 18 - Tempo médio de processamento AG e tempo de processamento VL

Cenários	IEEE 13 barras		CKT5	
	Tempo médio AG (min.)	Tempo VL (min.)	Tempo médio AG (min.)	Tempo VL (min.)
50 kW	0,4	2,67	5,80	51,28
100 kW	0,35	2,58	5,71	50,56
500 kW	0,36	1,97	5,69	55,57
1000 kW	0,34	2,06	5,75	49,48
2000 kW	0,39	2,04	5,74	50,84

Fonte: Elaborada pelo autor (2024)

Por meio da tabela 18, fica evidente que o esforço computacional para a elaboração do mapa de calor que expressa a metodologia de valor locacional é muito maior do que o esforço para definição da melhor barra pelo Algoritmo Genético. Todavia, a metodologia de valor locacional entrega representação do índice de todas as barras do sistema, sendo esse um ponto a se considerar quando os dois métodos forem comparados.

5 CONCLUSÕES

5.1 Considerações finais

A presente dissertação propôs uma metodologia para determinação de valor locacional de sistemas de armazenamento de energia baseados em baterias em redes elétricas de distribuição. O trabalho iniciou-se destacando o período de transição energética pelo qual o mundo vem passando, ressaltando o protagonismo das energias renováveis nesta transição. As vantagens oriundas das energias renováveis foram lembradas e suas desvantagens foram exibidas a fim de que soluções fossem apresentadas para que o desafio das desvantagens trazido pela massiva inserção de renováveis fosse vencido. Dentre as pesquisas publicadas a fim de superar os desafios impostos pela GD é clara a proeminência dos ESS que suprem com bastante eficácia as lacunas deixadas pela inserção das energias renováveis nos sistemas elétricos.

Diante do expressivo potencial dos sistemas de armazenamento de energia, uma revisão do estado da arte foi apresentada neste trabalho, detalhando os principais tipos de armazenamento de energia que existem, apresentando seus princípios de funcionamento, aplicabilidades, vantagens e desvantagens. Após análise das aplicabilidades dos sistemas de armazenamento de energia, ficou claro que os sistemas de bateria são os ideais para aplicação no escopo deste trabalho por proporcionarem gerenciamento do despacho de potência a curto prazo, com carga e descarga diária e provimento de serviços ancilares; por sua capacidade de integração com as fontes renováveis na rede elétrica e sua melhor adequação a sistemas de distribuição.

Para a validação da metodologia proposta, estudos foram conduzidos nos sistemas IEEE 13 Barras e EPRI CKT5, introduzindo unidades de geração distribuída em pontos aleatórios de suas redes elétricas, a fim de representar a inserção de GD em sistemas de distribuição. Em seguida, utilizou-se de cinco cenários de inserção de BESS para cada um dos dois sistemas por meio da metodologia de valor locacional. Os resultados mostraram várias semelhanças

relativas aos impactos dos BESS nos dois sistemas, tanto no de pequeno porte, IEEE 13 barras, quanto no de grande porte, CKT5. Estas semelhanças são: para os dois sistemas, não houve melhoras para o índice de perdas, mas houve redução das violações totais de tensão; as barras mais aptas de todos os cenários dos dois sistemas foram as mais próximas das subestações; as barras menos aptas de todos os cenários de ambos os circuitos se localizaram nas margens de alguns ramais dos sistemas de distribuição. Outra semelhança entre os cenários dos circuitos pôde ser vista na legenda do mapa de calor: quanto maior é a capacidade do BESS, maior é a diferença entre as barras mais aptas e as menos aptas. Uma diferença notada entre os mapas de calor dos dois circuitos adotados neste trabalho foi a boa aptidão de algumas barras nas margens, ou seja, barras terminais finais de alimentador, do CKT5, diferente do IEEE 13 barras em que a maioria das suas barras marginais se mostraram pouco aptas.

A metodologia de valor locacional foi validada por meio de otimização por uma meta-heurística conhecida, o Algoritmo Genético, mostrando que a metodologia proposta pelo trabalho apresenta os mesmos resultados exibidos pelo algoritmo usado como comparação e, ainda, proporciona um maior poder de análise para o seu usuário permitindo uma visão macro dos sistemas de distribuição, propiciando possibilidade de considerar índices ainda não considerados. A comparação dos resultados também possibilitou análise de esforço computacional que apontou a necessidade muito maior de processamento para aplicação da metodologia de valor locacional e seu mapa de calor, com a vantagem de uma abordagem mais holística pela metodologia proposta.

5.2 Propostas para trabalhos futuros

Para trabalhos futuros sugere-se que sejam considerados:

- Outros índices, tais como: índices econômicos; índices de outros fatores técnicos, como carregamento nas linhas do sistema, fluxo de potência reverso, entre outros;
- Inserir BESS com curva de carga e descarga otimizada.

REFERÊNCIAS

ABDELTAWAB, H.; e MOHAMED, Y.A.-R.I. **Mobile energy storage sizing and allocation for multi-services in power distribution systems**, IEEE Access 7, 2019.P. 176613–176623.

AHMAD, K. A. **Voltage regulation and power loss mitigation by optimal allocation of energy storage systems in distribution systems considering wind power uncertainty**, Journal of Energy Storage, Volume 59, 2023.

AHMED, H.M. *et al.* **Mitigating voltage-sag and voltage-deviation problems in distribution networks using battery energy storage systems**, Electr. Power Syst. Res. 184, 2020. p. 106294.

AMROUCHE, S.O. *et al.* **Overview of energy storage in renewable energy systems**. Int. J. Hydrogen Energy, 2016.p. 20914–20927.

ANEEL **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**, 2017.

ANSI. **American National Standard for Electric Power Systems and Equipment— Voltage Ratings (60 Hertz)**, ANSI C84.1, 2016.

BABACAN, O. *et al.* **Siting and sizing of distributed energy storage to mitigate voltage impact by solar PV in distribution systems**, Sol. Energy 146, 2017. p. 199–208.

BARTHOLDSEN H-K. *et al.* **Pathways for Germany’s low-carbon energy transformation towards 2050**. Energies, 2019.

BÍBLIA, **Nova Bíblia Viva**, Estudo, Leitura e Compreensão / organizado por bíblia Inc. São Paulo, Editora Hagnos, 2021.

BRUSCO, G. *et al.* **Renewable Energy Community with distributed storage optimization to provide energy sharing and additional ancillary services**, Sustainable Energy, Grids and Networks, Volume 36, 2023.

CARPINELLI, G. *et al.* **A new hybrid approach using the simultaneous perturbation stochastic approximation method for the optimal allocation of electrical energy storage systems**, Energies 11 (6), 2018.

COSTA, G. C. *et al.* **Utilização de um banco de baterias para regulação de frequência de uma microrrede aplicando técnica de controle LQR**. Proceedings IX Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos. Anais...Campinas, São Paulo, Brasil: SBA Sociedade Brasileira de Automática, 2022.

DAS, C.K. *et al.* **Optimal allocation of distributed energy storage systems to improve performance and power quality of distribution networks**, Appl. Energy 252, 2019.

DAS, C.K. *et al.* **Optimal placement of distributed energy storage systems in distribution networks using artificial bee colony algorithm**, Appl. Energy 232, 2018. p. 212–228.

DONG ZHANG, G.M. *et al.* **A systematic review of optimal planning and deployment of distributed generation and energy storage systems in power networks**, Journal of Energy Storage, Volume 56, Part A, 2022.

DUGAN, R. C. **The Open Distribution System Simulator OpenDSS**. Electric Power Research Institute, Reference guide, 2013.

DUGAN, R. C.; e MCDERMOTT, T. E. An open source platform for collaborating on smart grid research. In: **2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting**, 2011. p. 1–7.

EL-KHATTAM, W; e SALAMA M.M. **Distributed generation technologies, definitions and benefits**, Electr. Power Syst. Res. 71 (2), 2004. p. 119–128.

EPRI. **EPRI Test Circuits**. Available online: <https://sourceforge.net/p/electricdss/code/HEAD/tree/trunk/Distrib/EPRITestCircuits/Readme.pdf>, 2015.

EPRI. **OpenDSS Documentation Generator UserModel DLL**, EPRI, OpenDSS Tech. Note, 2012.

EPRI. **Unlocking Our Understanding of Distributed Energy Resources on the Power System: OpenDSS Hits 100,000 Downloads**. Technology Innovation. EPRI strategic engagement. California, 2020.

FAHAD, M., e BEENISH, H. **Efficient V2G Model on Smart Grid Power Systems Using Genetic Algorithm**. 1st Global Power, Energy and Communication Conference, GPECOM, Nevsehir, Turkey, 2019. p. 445-450.

FENG, X. *et al.* **Optimal allocation of hybrid energy storage for microgrids based on multi-attribute utility theory**, J. Modern Power Syst. Clean Energy 6 (1), 2018. p. 107–117.

FERREIRA, A. A.; e POMILIO, J. A. **The state of the art about supercapacitors applications in power electronics**. Eletrônica de Potência, v. 10, n. 2, 2005.p. 25–32.

GILS, H.C. *et al.* **Modeling flexibility in energy systems — comparison of power sector models based on simplified test cases**. Renew Sustain Energy Rev, 2022.

HAUER, A. *et al.* **Energy storage technologies – characteristics, comparison, and synergies.** Transition to Renewable Energy Systems Wiley, 2013.

HOLLAND, J.H. **Adaptation in natural and artificial systems,** University of Michigan Press, Ann Arbor, 1975.

IEA. **Technology Roadmap - Energy Storage,** IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-energy-storage>, License: CC BY 4.0, 2014.

IEA, **Electricity Information: Overview,** IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/electricity-information-overview>, 2021.

IEA, **Share of cumulative power capacity by technology, 2010-2027,** IEA, Paris <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/share-of-cumulative-power-capacity-by-technology-2010-2027>, 2022.

JAVADI, M.S. *et al.* **A two-stage joint operation and planning model for sizing and siting of electrical energy storage devices considering demand response programs,** Int. J. Electr. Power Energy Syst. 138, 2022.

JAVADI, M.S. *et al.* Optimal sizing and siting of electrical energy storage devices for smart grids considering time-of-use programs, In: **IECON 2019-45th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society 1,** IEEE, 2019. p. 4157–4162.

JENKINS, J.D. *et al.* **Getting to zero carbon emissions in the electric power sector.** Joule 2018.

JIN, R. *et al.* **Location and capacity optimization of distributed energy storage system in peak-shaving,** Energies 13 (3), 2020.

JORDEHI, A.R. *et al.* **Optimal placement of battery swap stations in microgrids with micro pumped hydro storage systems, photovoltaic, wind and geothermal distributed generators,** Int. J. Electr. Power Energy Syst. 125, 2021.

KERSTING, W.H. **Radial distribution test feeders.** IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings, vol. (2), 2001. p. 908-920.

KHASANOV, M. *et al.* **Optimal distributed generation and battery energy storage units integration in distribution systems considering power generation uncertainty,** IET Gener. Transm. Distrib. 15 (24), 2021. p. 3400–3422.

KORJANI, S. *et al.* **Optimal positioning of storage systems in microgrids based on complex networks centrality measures,** Sci. Rep. 8 (1), 2018. p. 1–8.

LAZZERONI, P.; e REPETTO, M. **Optimal planning of battery systems for power losses reduction in distribution grids**, *Electr. Power Syst. Res.* 167, 2019. P. 94–112.

LEI, J.; e GONG, Q. **Operating strategy and optimal allocation of large-scale VRB energy storage system in active distribution networks for solar/wind power applications**, *IET Gener. Transm. Distrib.* 11 (9), 2017.p. 2403–2411.

LEI, J. *et al.* **Optimal allocation of a VRB energy storage system for wind power applications considering the dynamic efficiency and life of VRB in active distribution networks**, *IET Renew. Power Gener.* 13 (4), 2019. p. 563–571.

LI, B. *et al.* **Storage capacity allocation strategy for distribution network with distributed photovoltaic generators**, *J. Modern Power Syst. Clean Energy* 6 (6), 2018. p. 1234–1243.

LI, J. *et al.* **Bi-level optimal planning model for energy storage systems in a virtual power plant**, *Renew Energ* 165, 2021. p. 77–95.

LI, W. *et al.* **Optimal placement and capacity allocation of distributed energy storage devices in distribution networks**, In: **2017 13th IEEE Conference on Automation Science and Engineering (CASE)**, IEEE, 2017. p. 1403–1407.

LIN, Z. *et al.* **Optimal ESS allocation in distribution network using accelerated generalised Benders decomposition**, *IET Gener. Transm. Distrib.* 13 (13), 2019.p. 2738–2746.

MANSOURI, S.A. *et al.* **Resilience enhancement via automatic switching considering direct load control program and energy storage systems**, In: **2021 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2021 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe)**, IEEE, 2021. p. 1–6.

MOHAMAD, F. *et al.* **Optimum allocation of battery energy storage systems for power grid enhanced with solar energy**, *Energy* 223, 2021.

NICK, M. *et al.* **Optimal planning of distributed energy storage systems in active distribution networks embedding grid reconfiguration**, *IEEE Trans. Power Syst.* 33 (2), 2017. p. 1577–1590.

RADATZ, P. *et al.* **OpenDSSpy system and invcontrol element models**, EPRI, OpenDSS Tech. Note, 2020.

RADATZ, P. **py-dss-interface: opendsspy is a Windows/Linux Python package providing access to OpenDSS direct dll version of OpenDSS**. Disponível em: <<https://pypi.org/project/py-dss-interface/>>, 2023.

REKIOUA, D. **Energy Storage Systems for Photovoltaic and Wind Systems: A Review**. Energies, 2023.

ROCHA C. *et al.* **Storage Element**, EPRI, OpenDSS Tech. Note, 2020.

ROCHA C. *et al.* **Storagecontroller element**, EPRI, OpenDSS Tech. Note, 2019.

SERRA, E. T. *et al.* **Armazenamento De Energia: Situação Atual**, Perspectivas E Recomendações. Comitê De Energia Da Academia Nacional De Engenharia, 2016.

SIDDIQUE, R. *et al.* **A modified NSGA approach for optimal sizing and allocation of distributed resources and battery energy storage system in distribution network**, Mater. Today: Proc. 47, 2021. p. 102–S109.

THIMET, P. J.; e MAVROMATIDIS, G. **"What-where-when: Investigating the role of storage for the German electricity system transition"**, Applied Energy, Elsevier, vol. 351(C), 2023.

TIAN, Y. *et al.* **Optimal capacity allocation of multiple energy storage considering microgrid cost**, Journal of Physics: Conference Series 1074 (1), 2018.

WANG, S. *et al.* **Optimal allocation of ESSs for mitigating fluctuation in active distribution network**, Energy Procedia 142, 2017. p. 3572–3577.

WEN, S. *et al.* **Optimal allocation of energy storage system considering multi-correlated wind farms**, Energies 10 (5), 2017.

YAN, N. *et al.* **Hybrid energy storage capacity allocation method for active distribution network considering demand side response**, IEEE Trans. Appl. Supercond. 29 (2), 2018.p. 1–4.

YANG, M. *et al.* **Optimal placement and configuration of hybrid energy storage system in power distribution networks with distributed photovoltaic sources**, In: **2018 2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)**, IEEE, 2018. p. 1–6.

ZARAGOZA, N.; e RAO, V. **Denoising with Singular Value Decomposition for Phase Identification in Power Distribution Systems**. TechRxiv, 2021.

ZHENG, Y. *et al.* **Optimal integration of MBESS/SBESS in distribution systems with renewables**, IET Renew. Power Gener. 12 (10), 2018. p. 1172–1179.