FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
ENGENHARIA ELÉTRICA - ENERGIA

Dulcineia Ruback Marchito Mendonça

Otimização do Despacho de Sistemas de Armazenamento de Energia para Minimização de Perdas Técnicas em Redes de Distribuição

Juiz de Fora
2026

Dulcineia Ruback Marchito Mendonça

Otimização do Despacho de Sistemas de Armazenamento de Energia para Minimização de Perdas Técnicas em Redes de Distribuição

Trabalho de conclusão de curso apresentado a Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica – Energia.

Orientadora: Prof. Dra. Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo

Coorientador: Prof. Dr. Leandro Ramos de Araujo

Juiz de Fora

2026

Dulcineia Ruback Marchito Mendonça

Otimização do Despacho de Sistemas de Armazenamento de Energia (BESS) para Minimização de Perdas Técnicas em Redes de Distribuição

Trabalho de conclusão de curso apresentado a Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica – Energia.

Aprovada em:

BANCA EXAMINADORA

_____

Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo, D. Sc. - Orientadora
Universidade Federal de Juiz de Fora

_____

Leandro Ramos de Araujo, D. Sc.
Universidade Federal de Juiz de Fora

_____

Luís Henrique Lopes Lima, D. Sc.
Universidade Federal de Juiz de Fora

Dedico este trabalho à minha família.

AGRADECIMENTOS

Aos professores que contribuíram para a minha formação, meu muito obrigada. Agradeço especialmente àqueles que, com dedicação e didática, tornaram o aprendizado interessante e desafiador. Vocês foram fundamentais para que eu tivesse a certeza de estar no caminho certo.

Agradeço à professora Débora, uma inspiração de mulher na engenharia, pela oportunidade de atuar na pesquisa, e ao professor Leandro, pela dedicação e apoio no desenvolvimento deste projeto.

À UFJF, pelo ambiente de excelência acadêmica e pelos recursos disponibilizados que fundamentaram minha trajetória profissional.

Ao meu marido, Henrique, pela paciência e amor incondicional. Agradeço por entender os finais de semana dedicados aos estudos e por acreditar na minha capacidade. À minha família, pelo apoio durante todos esses anos, e ao meu pai, que não pôde ver este dia chegar, mas que também carrega parte dessa conquista.

A todos os amigos que fiz durante o curso, meu muito obrigada. A parceria de vocês tornou a jornada muito mais leve.

Por fim, agradeço a Deus por ter renovado meu ânimo nos momentos de cansaço e por permitir que eu concluísse esta etapa com saúde e perseverança.

“Tudo o que temos de decidir é o que fazer com o tempo que nos é dado.” (J.R.R. Tolkien).

RESUMO

A crescente inserção de fontes de energia renováveis variáveis e a alteração nos perfis de consumo impõem novos desafios à operação de redes de distribuição, exigindo soluções para problemas como a gestão da intermitência e mitigação de perdas técnicas. Neste contexto, novas filosofias e tecnologias têm sido empregadas para a melhoria dos sistemas de distribuição. Uma tecnologia que vem sendo analisada e recebendo atenção é o armazenamento de energia por baterias. Os sistemas com baterias podem ser utilizados com diferentes finalidades, mas as soluções ainda não estão plenamente definidas e motivam novos estudos. Assim, o presente trabalho propõe a avaliação de uma metodologia para a otimização do despacho de Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias (BESS), visando a minimização das perdas ativas em alimentadores de distribuição. A modelagem matemática do problema foi implementada através da integração entre o algoritmo genético, desenvolvido em MATLAB, e o simulador de fluxo de potência OpenDSS. O estudo de caso utilizou o sistema teste IEEE 13 Barras modificado, submetido a um cenário de carregamento severo para validar a robustez da proposta. Foram analisados três cenários de dimensionamento do BESS (pequeno, médio e grande porte) sob condições ideais e reais de eficiência de conversão. Os resultados demonstraram que a alocação do BESS pode reduzir as perdas técnicas. Porém, é preciso cuidado com o sobredimensionamento da capacidade de armazenamento devido às perdas associadas ao transporte de energia pela rede. E é preciso cuidado com as perdas internas do BESS, que podem no processo de otimização restringir o despacho apenas aos momentos de maior criticidade do sistema. Assim, conclui-se que o dimensionamento ótimo do armazenamento deve considerar o equilíbrio entre a redução absoluta de perdas e a eficiência do investimento.

Palavras-chave: Armazenamento de Energia (BESS). Algoritmos Genéticos. Perdas Técnicas. OpenDSS. Redes de Distribuição.

ABSTRACT

The increasing integration of variable renewable energy sources and changing consumption profiles impose new challenges to distribution network operation, requiring solutions for problems such as intermittency management and technical loss mitigation. In this context, new strategies and technologies have been employed to improve distribution systems. One technology that has been analyzed and gaining attention is Battery Energy Storage Systems. Battery systems can be used for various applications, but solutions are not yet fully established, motivating further studies. Thus, this work proposes the evaluation of a methodology for the optimization of BESS dispatch, aiming at the minimization of active losses in distribution feeders. The mathematical modeling of the problem was implemented through the integration of a genetic algorithm, developed in MATLAB, and the OpenDSS power flow simulator. The case study utilized the modified IEEE 13 Bus test system, subjected to a severe loading scenario to validate the proposal's robustness. Three BESS sizing scenarios were analyzed (small, medium, and large-scale) under ideal and real conversion efficiency conditions. The results demonstrated that BESS allocation can reduce technical losses. However, caution is required regarding capacity oversizing due to losses associated with energy transport through the grid. Furthermore, internal BESS losses must be considered, as they may restrict the dispatch during the optimization process to only the most critical moments of the system. Therefore, it is concluded that optimal storage sizing must consider the balance between absolute loss reduction and investment efficiency.

Keywords: Battery Energy Storage Sistem (BESS). Genetic Algorithms. Technical Losses. OpenDSS. Distribution System.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 – Fluxograma do Algoritmo Genético 22
Figura 3.1 – Estrutura do cromossomo vetorial concatenado para otimização simultânea das três fases 28
Figura 4.1 – Alimentador IEEE 13 Barras 32
Figura 4.2 – Curva de carga aplicada 33
Figura 4.3 – Potência demandada por fase na SE 34
Figura 4.4 – Potência total demandada no sistema 34
Figura 4.5 – Estado de Carga (SOC), Potência total e Potência por fase para os casos 1 a 3. Fonte: Autoria própria. 36
Figura 4.6 – Estado de Carga (SOC), Potência total e Potência por fase para os casos 4 a 6. Fonte: Autoria própria. 40

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 – Comparativo de Redução de Perdas (Cenário Ideal) 39
Tabela 4.2 – Impacto da Eficiência na Redução de Perdas 40

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AC	*Alternating Current* (Corrente Alternada)
AG	Algoritmos Genéticos
BEN	Balanço Energético Nacional
BESS	*Battery Energy Storage System* (Sistemas de Armazenamento Baseados em Baterias)
COM	*Component Object Model*
COP28	*Conference of the Parties* (Conferência das Partes)
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPRI	*Electric Power Research Institute*
FOB	Função objetivo
GD	Geração Distribuída
IEA	*International Energy Agency*
IEEE	*Institute of Electrical and Electronics Engineers*
IRENA	*International Renewable Energy Agency*
Min	Minimizar
PSOC	*Partial State of Charge* (Estado Parcial de Carga)
SIN	Sistema Interligado Nacional
SOC	*State of Charge* (Estado de Carga)

LISTA DE SÍMBOLOS

ϕ	Índice da fase elétrica (A, B ou C)
$\Delta SOC_{\phi,t}$	Variação no estado de carga da fase ϕ, no tempo t
$SOC_{\phi,t}$	Estado de carga da fase ϕ, no tempo t
$SOC_{\phi,(t-1)}$	Estado de carga da fase ϕ, no tempo t-1
$P_{bat,\,\phi,\,t}$	Potência ativa injetada ou absorvida pela bateria da fase $\emptyset$, no tempo t
E_{nom}	Capacidade nominal de energia da bateria
η	Eficiência de conversão (rendimento)
$\sum$	Somatório
$P_{perdas,\,t}$	Perdas totais no sistema no instante t
SOC_{min}	Limite inferior para o estado de carga
SOC_{max}	Limite superior para o estado de carga
$\in$	Pertence
$\forall$	Para todo

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 13
1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS 13
1.2 MOTIVAÇÃO 14
1.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA 14
1.4 OBJETIVO E METODOLOGIA 16
1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO 17
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA 18
2.1 CONTEXTO DAS RENOVÁVEIS 18
2.2 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO BASEADOS EM BATERIAS (BESS) 19
2.2.1 Estratégias de Operação 20
2.3 ALGORITMO GENÉTICO 21
2.4 FLUXO DE POTÊNCIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO 23
3 METODOLOGIA E MODELAGEM MATEMÁTICA 25
3.1 PROPOSTA DE TRABALHO 25
3.2 MODELAGEM DA BATERIA 25
3.3 FUNÇÃO OBJETIVO E RESTRIÇÕES OPERACIONAIS 26
3.4 IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL 27
3.4.1 Estratégia de Refinamento Iterativo 30
4 ESTUDO DE CASO 32
4.1 AMBIENTE DE SIMULAÇÃO E ESFORÇO COMPUTACIONAL 33
4.2 CASO BASE – SEM BATERIAS 33
4.3 CASOS 1 A 3 – RENDIMENTO DE 100% 35
4.3.1 Análise do Perfil de Despacho e Estado de Carga 36
4.3.2 Impacto na Redução de Perdas Técnicas 38
4.4 CASOS 4 A 6 – RENDIMENTO DE 95% 40
5 CONCLUSÃO 42
5.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS 43
REFERÊNCIAS 44

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Com a premissa da descarbonização global, os países têm incentivado cada vez mais a inserção de fontes geradoras de energia renovável em suas matrizes. De acordo com a International Renewable Energy Agency (IRENA) (Agency, 2025), a capacidade instalada total de energia renovável no mundo cresceu 39,19% entre os anos de 2016 e 2020, saltando de 1,85 TW para 2,81 TW. Já entre 2020 e 2024, houve um crescimento de 58,21%, atingindo 4,44 TW, evidenciando a aceleração no ritmo de expansão dessas fontes.

Diante desse cenário, na COP28, governos concordaram em trabalhar em conjunto a fim de triplicar a capacidade instalada de energia renovável no mundo até 2030 (Renewables 2024 – Analysis, 2024). Dados da International Energy Agency (IEA) projetam que, tendo como base o ano de 2024, 95% do aumento na capacidade de energia renovável instalada seja devido às fontes solar fotovoltaica e eólica. A maior expansão é esperada para a solar, impulsionada pela construção de grandes usinas e pelo aumento na instalação de painéis em telhados residenciais e comerciais (Renewable electricity – Renewables 2025 – Analysis, [*s. d.*]).

No cenário nacional, o comportamento segue a tendência mundial. O Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional (BEN) de 2025, publicado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) com ano base 2024, destaca o crescimento das fontes eólica e solar fotovoltaica, que avançaram 3,0% e 28,1% respectivamente, em relação a 2023. Em 2024, a capacidade instalada de Micro e Minigeração Distribuída Solar totalizou 35.892 MW, sendo responsável por 5,6% da geração total de eletricidade (EPE, 2025).

O crescimento das fontes eólica e solar é notável e, embora essas tecnologias se beneficiem da disponibilidade gratuita do recurso primário, elas possuem uma natureza variável, de forma que produzem energia apenas quando há a presença de vento ou irradiação solar. Por esse motivo, são classificadas como fontes de energia renováveis variáveis. Diferentemente das usinas convencionais, essas fontes não possuem capacidade natural de armazenamento, o que torna sua geração não despachável. Essa característica, somada à incerteza associada à previsão de

geração e à natureza assíncrona de sua conexão com a rede elétrica, impõe desafios operacionais significativos ao SIN (Kroposki, 2017).

1.2 MOTIVAÇÃO

No escopo dos desafios operacionais que os sistemas de distribuição estão enfrentando está a transformação das redes de distribuição, que deixam de atuar como elementos passivos de transporte de energia para se tornarem redes ativas e inteligentes. Neste cenário, caracterizado pela bidirecionalidade do fluxo de potência e pela descentralização dos recursos energéticos, as concessionárias precisam adotar tecnologias que garantam a flexibilidade operativa sem comprometer a segurança e integridade do sistema. O armazenamento de energia surge, portanto, como um ativo estratégico, capaz de desacoplar a geração do consumo e fornecer a controlabilidade necessária para a operação eficiente da rede moderna (Lalit, 2025).

Dessa forma, têm se mostrado interessantes estudos sobre sistemas de armazenamento e suas possíveis atuações na melhoria dos sistemas de Distribuição, o que motivou o desenvolvimento deste trabalho.

Antes de apresentar a implementação realizada será feita uma breve revisão bibliográfica, apresentando alguns trabalhos considerados nos estudos para o desenvolvimento deste trabalho de conclusão de curso.

1.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A aplicação de sistemas de armazenamento para a otimização de redes de distribuição tem sido amplamente explorada na literatura, com diferentes abordagens como redução de perdas, atenuação de pico de carga, arbitragem e regulação de frequência.

O trabalho de Guerra, 2023 teve como objetivo desenvolver estratégias de controle para manter a estabilidade de frequência em redes elétricas com alta penetração de fontes renováveis variáveis. O algoritmo Enxame de Partícula foi utilizado para a solução do problema de otimização no qual fez-se do uso conjunto de cortes de carga e geração e o despacho de BESS, para mitigar os desequilíbrios momentâneos entre geração e demanda que causam variações na frequência do sistema.

Chaiyatham; Ngamroo, 2012 propõe a aplicação do algoritmo de Otimização por Colônia de Abelhas para determinar a localização e a capacidade ótimas do BESS em redes de distribuição radiais. O objetivo é reduzir a elevação de tensão causada pela injeção de potência de sistemas fotovoltaicos situados no final do alimentador.

Em Marra *et al.*, 2014 é proposta uma estratégia de armazenamento descentralizada operando com objetivo de oferecer suporte à tensão em alimentadores de baixa tensão com alta penetração de geração fotovoltaica. Além de alcançar o objetivo proposto foi observado também uma redução nas perdas técnicas nos alimentados com uso do BESS.

Salee e Wirasanti, 2018 propõem uma metodologia para a alocação e o dimensionamento ótimos de sistemas de armazenamento em redes de distribuição, visando o suporte à tensão e redução de perdas técnicas através de Algoritmos Genéticos (AG). O método foi aplicado no sistema IEEE 33 Barras e demonstrou que a otimização simultânea da localização e capacidade das baterias resulta em uma operação mais eficiente e econômica para a concessionária.

Zhao *et al.*, 2015 propõem uma metodologia sequencial baseada em Fluxo de Potência Ótimo para a alocação e dimensionamento de sistemas de armazenamento em redes com alta penetração eólica. O algoritmo é dividido em duas etapas: a primeira determina a localização baseada em um ranking de intercâmbio de potência, assumindo inicialmente que todas as barras possuem capacidade de armazenamento ilimitada, a segunda define o dimensionamento das unidades nos locais selecionados.

Bose *et al.*, 2012 investigam a alocação ótima de BESS em redes de transmissão contendo geração convencional e eólica. Diferente de abordagens que utilizam o fluxo de carga linearizado, os autores empregam uma relaxação semidefinida do Fluxo de Potência Ótimo AC para capturar perdas e restrições de tensão. O estudo, aplicado ao sistema IEEE 14 barras, demonstra que a localização ótima das baterias é fortemente dependente da topologia da rede e dos limites de fluxo nas linhas de transmissão, não sendo necessariamente atrelada à localização da geração eólica.

Barbosa, 2020 desenvolve uma metodologia para alocação, dimensionamento e operação de BESS em redes de distribuição, visando tanto a redução de perdas elétricas quanto a viabilidade econômica. O autor propõe e compara duas abordagens de otimização baseadas em Algoritmos Genéticos (AG) acoplados ao OpenDSS: uma busca direta, que otimiza todas as variáveis simultaneamente, e uma busca iterativa,

que desacopla o problema em duas etapas (dimensionamento/alocação e operação) para reduzir o esforço computacional.

SUN *et al.*, 2018 apresentam um modelo de otimização para alocação e dimensionamento de BESS em sistemas de distribuição. O objetivo é a minimização dos custos totais de investimento e operação, sujeita a restrições de segurança, incluindo limites de tensão nodal e capacidade térmica das linhas. A metodologia utiliza a ferramenta YALMIP, uma *toolbox* do MATLAB, para resolver o problema de otimização.

Fortenbacher; Ulbig; Andersson, 2018 propõem uma metodologia para a alocação e dimensionamento ótimo de baterias distribuídas em redes de baixa tensão, integrando estratégias de controle preditivo ao problema de planejamento através da técnica de Decomposição de Benders. Essa estratégia permite reduzir a complexidade computacional que geralmente é um fator limitante para análises de grandes horizontes de tempo.

Tang; Low, 2017 investigam analiticamente o problema de alocação e dimensionamento de armazenamento de energia em redes de distribuição radiais visando a minimização das perdas totais de energia. Diferentemente de abordagens baseadas em otimização discreta, os autores desenvolvem um modelo de "árvore contínua" acoplado às equações linearizadas de fluxo de potência.

Na literatura há vários outros trabalhos sobre sistemas de armazenamento, mas estes foram os estudados durante o desenvolvimento deste trabalho.

1.4 OBJETIVO E METODOLOGIA

Dentre várias possibilidades de aplicação de sistemas com baterias, como pode-se ver na Revisão Bibliográfica e em outras publicações, escolheu-se como o objetivo do presente trabalho: implementar uma metodologia de otimização para o despacho de Sistemas de Armazenamento Baseados em Baterias (BESS) visando minimizar perdas técnicas no sistema.

Para alcançar o objetivo geral proposto, é feita a modelagem matemática do BESS, incorporando restrições operativas de Estado de Carga (SOC) e eficiência de conversão. Em sequência, utiliza-se de um algoritmo de otimização baseado em meta-heurística (Algoritmo Genético), integrado ao simulador de fluxo de potência OpenDSS, para realizar o despacho de potência ativa.

O modelo é aplicado ao sistema teste IEEE 13 Barras modificado, submetido a uma curva de carga com momentos de carga leve e pesada, permitindo analisar a redução de perdas técnicas em diferentes cenários de capacidade de armazenamento (pequeno, médio e grande porte). Por fim, investiga-se o impacto da eficiência do ciclo de conversão no comportamento decisório do algoritmo de otimização.

O foco na minimização das perdas técnicas justifica-se pelo seu impacto direto na eficiência energética e na sustentabilidade econômica do setor elétrico. As perdas por efeito Joule nos condutores representam uma parcela significativa para a distribuição. Embora a geração distribuída (GD) tenha o potencial de reduzir essas perdas ao aproximar a fonte da carga, a falta de simultaneidade entre a geração solar e o pico de consumo pode gerar fluxos reversos e sobrecargas anulando os benefícios. Assim, o despacho otimizado do BESS se apresenta como uma ferramenta para maximizar o aproveitamento da infraestrutura existente (Atanasovski *et al.*, 2022).

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está estruturado em cinco capítulos. O Capítulo 1 introduz o tema trabalhado, faz uma revisão bibliográfica, apresenta a motivação e o objetivo do trabalho. O Capítulo 2 apresenta a fundamentação teórica, abordando as tecnologias de armazenamento e os conceitos de operação de redes modernas. O Capítulo 3 detalha a metodologia e a modelagem matemática do problema de otimização proposto. No Capítulo 4, são apresentados os resultados das simulações computacionais no sistema teste IEEE 13 Barras, discutindo a sensibilidade do sistema a diferentes cenários de dimensionamento e eficiência. Por fim, o Capítulo 5 apresenta as conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 CONTEXTO DAS RENOVÁVEIS

A integração da geração fotovoltaica a nível de redes de distribuição altera significativamente o perfil de carga líquida do sistema, aquela que é enxergada como demanda pela transmissão, resultando na chamada Curva do Pato. Esse comportamento parte do desacoplamento temporal entre o pico de irradiação solar e o pico de demanda dos consumidores. Durante o período diurno, a elevada injeção de potência ativa pelos sistemas fotovoltaicos reduz a demanda líquida a ser suprida pelos geradores convencionais, criando uma depressão na curva de carga (Rahman; Rahman; Mohammad, 2020).

No entanto, ao entardecer, a geração solar cessa no momento em que ocorre o aumento do consumo residencial característico do horário de ponta. Impondo ao sistema o desafio de realizar rampas de subida de carga (ramp-up) extremamente íngremes em curtos intervalos de tempo, exigindo que usinas despacháveis (térmicas ou hidrelétricas) elevem sua geração rapidamente para compensar a perda da fonte solar e atender à demanda máxima. Além do estresse operacional causado pela exigência de resposta rápida, a depressão na carga durante o dia pode levar a situações de fluxo reverso e sobretensão, onde a oferta supera a demanda, forçando o operador a realizar cortes de geração renovável (curtailment) para não comprometer a confiabilidade do sistema (Rahman; Rahman; Mohammad, 2020).

Para mitigar esses impactos e suavizar a curva de carga, diversas estratégias têm sido exploradas, como a utilização de Usinas Hidrelétricas Reversíveis para reduzir o pico de carga no fim do dia. Na análise, a usina armazena água através de bombeamento para um reservatório superior durante os horários de excedente de geração fotovoltaica e despacha essa energia armazenada no momento em que a geração solar entra em declínio, horário crítico da rampa de carga (Howlader *et al.*, 2017). Embora os resultados demonstrem uma redução significativa no pico de demanda, é importante ressaltar que essa solução apresenta limitações, pois trata-se de um ativo que exige condições geográficas específicas para a construção dos reservatórios e envolve obras civis de longa duração, o que restringe sua aplicação imediata ou em larga escala em centros urbanos (Rahman; Rahman; Mohammad, 2020).

Outra abordagem é a implementação de programas de Resposta da Demanda, que buscam incentivar a flexibilização do consumo de forma a compensar a intermitência da geração. A proposta consiste de uma estrutura de coordenação entre geração variável e consumidores a fim de minimizar custos operacionais. Embora o engajamento de cargas flexíveis seja eficaz para lidar com a variabilidade das fontes renováveis, essa solução depende de uma complexa arquitetura de mercado e está condicionada à adesão ativa dos consumidores, o que agrega incerteza e complexidade à operação (Mohammad; Mishra, 2018).

Diferente das Usinas Reversíveis que possuem limitação geográfica e da complexidade que envolve a implementação da resposta à demanda, os BESS surgem com uma aplicabilidade interessante de armazenamento baseado em conversão eletroquímica. Em estudos e aplicações atuais, as baterias têm se mostrado versáteis e importantes para aumento da confiabilidade do sistema através da redução e deslocamento de pico de carga (Li; Jia, 2019).

2.2 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO BASEADOS EM BATERIAS (BESS)

Os sistemas de armazenamento baseados em baterias fundamentam-se na conversão eletroquímica de energia. Essa característica permite que a energia seja armazenada em módulos compactos viabilizando a instalação distribuída ao longo dos alimentadores, próximo aos pontos de consumo ou de geração fotovoltaica.

Para a implementação desses sistemas em redes elétricas, a escolha da tecnologia da bateria é determinante para a viabilidade técnica do projeto. Existem diversas baterias disponíveis no mercado, cada uma com características distintas de densidade energética, eficiência e vida útil. Duas tecnologias bastante empregadas serão resumidas a seguir.

As baterias de Chumbo-Ácido (Lead-Acid) representam a tecnologia de armazenamento mais consolidada no setor elétrico, sendo amplamente utilizadas devido ao seu baixo custo de investimento inicial. No entanto, ao ser empregada em sistemas com alta penetração de renováveis esse modelo de baterias apresenta limitações técnicas. Essas baterias demoram entre 12 e 16 horas para realizar uma recarga completa, e possuem vida útil reduzida, entre 500 e 1.000 ciclos. Além disso, são sensíveis à operação em Estado Parcial de Carga (PSOC), se a bateria não for recarregada completamente de forma frequente ocorre a sulfatação dos eletrodos,

degradando sua capacidade (Podder; Khan, 2016). Adicionalmente, apresentam uma eficiência de ciclo entre 80 e 90%, o que comparado a outros modelos representa perdas energéticas consideráveis durante o processo de armazenamento (Kabeyi; Olanrewaju, 2023).

Em contrapartida, as baterias de Íons-Lítio (Li-ion) consolidaram-se como a tecnologia dominante para aplicações de rede, em 2020 constituíam cerca de 92% da capacidade global instalada de armazenamento eletroquímico (Kabeyi; Olanrewaju, 2023). Essa predominância justifica-se pelas especificidades técnicas deste tipo de armazenamento. Baterias de Íons-Lítio possuem eficiência de ciclo entre 90 e 99% e sua vida útil pode superar 6.000 ciclos. Diferente da bateria de Chumbo-Ácido, essa tecnologia suporta taxas de recarga rápidas, entre 2 e 3 horas, e pode operar em regimes de carga parcial (PSOC), sem a necessidade de recargas plenas (Podder; Khan, 2016). Embora demande um investimento inicial superior, a maior durabilidade e densidade energética tornam o Íon-Lítio uma opção economicamente mais eficiente para projetos de longo prazo (Kabeyi; Olanrewaju, 2023).

2.2.1 Estratégias de Operação

Os sistemas de armazenamento baseados em baterias podem ser utilizados para múltiplas finalidades. Algumas delas serão descritas a seguir.

Uma das principais aplicações dos BESS são para a Arbitragem de Energia (Energy Arbitrage), que consiste em armazenar energia elétrica durante períodos de tarifas reduzidas para despachá-la em horários de ponta quando os custos são elevados. Nesse contexto, o objetivo é maximizar a diferença de valores entre compra e venda, respeitando as restrições de balanço de potência e capacidade energética do sistema. Para este tipo de aplicação, constatou-se vantagens financeiras com variabilidade de acordo com a volatilidade do preço de cada mercado. Adicionalmente, melhores resultados são obtidos da aplicação das baterias em conjunto com a geração solar. Ao priorizar o armazenamento do excedente de geração, o equipamento opera com um menor número de ciclos de carga e descarga, devido à curva característica diária da fonte solar, o que preserva a vida útil do ativo (Cetinkaya *et al.*, 2023).

De outra perspectiva, o BESS pode atuar no Corte de Pico de carga (Peak Shaving), em que o objetivo é realizar a gestão da demanda de potência a fim de

mitigar custos operacionais e estruturais. A aplicação pode ser uma estratégia de eficiência energética, em que o BESS é utilizado em momentos de pico do consumidor para suprir o excedente demandado evitando penalidades tarifárias por ultrapassagem de potência demandada (Ibrahim *et al.*, 2023). Como pode ser aplicado também em conjunto com a geração distribuída, aplicando-se regras de operação visando reduzir o pico de demanda de determinado sistema (Manojkumar; Inala, 2024).

Outra aplicação relevante é a utilização do BESS para a redução de perdas técnicas em redes de distribuição. A estratégia fundamenta-se na injeção de potência ativa pelas baterias situadas próximas aos centros de consumo, o que alivia o fluxo de carga nos alimentadores e, consequentemente, reduz as perdas por efeito Joule. A eficácia dessa solução, contudo, está associada ao dimensionamento adequado do sistema, visto que a capacidade de energia e a eficiência de conversão das baterias são fatores determinantes para garantir que os ganhos técnicos superem os custos operacionais e as perdas internas do próprio equipamento (Octaviano *et al.*, 2024). Dada a importância da eficiência energética, esta foi a aplicação avaliada na metodologia implementada deste trabalho.

Além das aplicações mencionadas, os sistemas de armazenamento desempenham papel fundamental na provisão de serviços ancilares, essenciais para a confiabilidade do sistema elétrico. Destaca-se a atuação na Regulação de Frequência, onde as baterias injetam ou absorvem potência ativa em frações de segundo para corrigir desbalanços momentâneos entre geração e carga (Guerra, 2023). Outra funcionalidade crítica é o suporte de tensão, em que o BESS atua mitigando violações de níveis de tensão causadas pela intermitência da geração distribuída ou por variações bruscas de carga (Marra *et al.*, 2014). Por fim, aplicações como o adiamento de investimentos na rede de distribuição (Pedersen *et al.*, 2021) e a suavização de rampas de potência (Selvarasu *et al.*, 2024) também têm ganhado relevância na operação de redes.

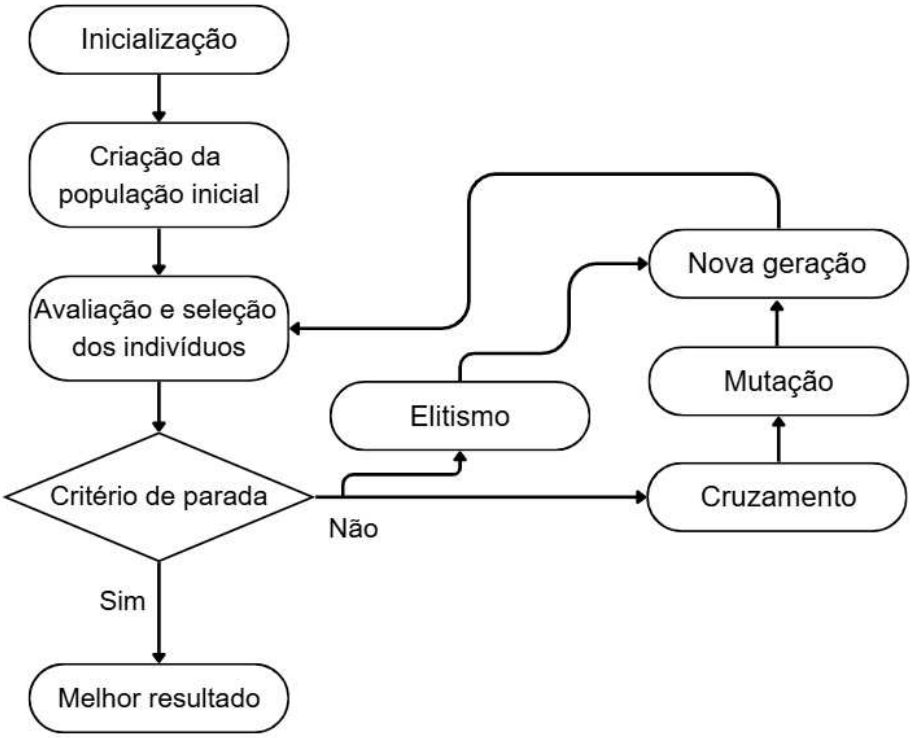
2.3 ALGORITMO GENÉTICO

O Algoritmo Genético (AG) constitui um método de busca e otimização baseado nos princípios da evolução biológica. Esse algoritmo busca reproduzir o processo de seleção natural descrito por Charles Darwin, baseado na sobrevivência do mais apto,

onde os indivíduos de melhores características de adaptação ao ambiente possuem maior probabilidade de sobreviver e transmitir seu código genético às gerações futuras após mutação, recombinação e cruzamento (Lacerda; Carvalho, 1999).

Na Figura 2.1 está ilustrado o processo iterativo do Algoritmo genético.

Figura 2.1 – Fluxograma do Algoritmo Genético



Fonte: Autoria própria.

O elitismo apresentado na Figura 2.1 é um mecanismo utilizado para assegurar que as melhores soluções encontradas não sejam perdidas durante o processo evolutivo. Essa técnica consiste na passagem direta dos indivíduos mais aptos de uma geração para a seguinte, sem sofrerem cruzamento ou mutação. Na documentação da *Global Optimization Toolbox* do MATLAB recomenda-se limitar a aplicação do elitismo a uma parcela de até 5% do tamanho total da população (Global Optimization Toolbox Documentation, [*s. d.*]), isso para evitar a convergência prematura para ótimos locais (Lacerda; Carvalho, 1999). Ao utilizar o algoritmo genético no MATLAB esse mecanismo pode ser aplicado através da definição do parâmetro “EliteCount”. Maiores detalhes sobre o AG utilizado podem ser encontrados na documentação fornecida pelo MATLAB em “Global Optimization Toolbox User’s Guide”.

A utilização de AGs responde com elevada eficiência quando aplicada a problemas de otimização complexos. Isso ocorre, pois, essa abordagem não usa derivadas ou informações de gradiente, o que evita ótimos locais. Contudo, é importante ressaltar que o algoritmo não oferece garantia matemática de alcance do ótimo global absoluto (Oliveira, 2018). Considerando a complexidade do trabalho proposto justifica-se o uso da citada ferramenta.

A modelagem do AG utilizada neste trabalho é a *toolbox* do Matlab Global Optimization.

2.4 FLUXO DE POTÊNCIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Para o cálculo do fluxo de potência em redes de distribuição será utilizado o *software* OpenDSS. O OpenDSS é uma ferramenta *open source* desenvolvida para análises envolvendo sistemas de distribuição pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI) em 1997. Sua estrutura com capacidade de interconexão com outros *softwares* através da interface COM (*Component Object Model*) permite que seja controlado por linguagens de programação como MATLAB, Python, ou VBA possibilitando a implementação de algoritmos de controle e rotinas de otimização personalizadas que não estão disponíveis nativamente na ferramenta (Introduction to OpenDSS, [*s. d.*]).

Inicialmente o OpenDSS foi projetado para trabalhar em análises de harmônicas associadas à GD, porém atualmente o programa é amplamente utilizado para resolver fluxos de potência. Ele possibilita diversos modos de solução, *Snapshot, Daily, Dutycycle*, além disso é possível arbitrar o período de tempo utilizado na análise, conferindo flexibilidade na solução dos sistemas (Power Flow, [*s. d.*]).

Ao realizar a instalação do *software* são disponibilizados arquivos dos principais modelos utilizados em simulações teste, como o IEEE 13 Barras, IEEE 30 Barras e outros alimentadores referência para validação de metodologias.

Executando uma rotina de fluxo de potência é possível consultar informações como, perdas, tensões e fluxo de potência, para o sistema como um todo, componentes individuais e áreas definidas. É possível ainda implementar medidores de energia capazes de determinar o consumo do objeto de intenção em um intervalo de tempo.

Neste trabalho o OpenDSS foi escolhido como ferramenta para solução do fluxo de potência devido a sua robustez e possibilidade de integração com o MATLAB.

Contudo, apesar de o programa dispor nativamente de um modelo para baterias, optou-se neste trabalho por modelar as baterias utilizando elementos cargas que assumem valores positivos ou negativos dependendo de seu momento de operação, e definir o comportamento e restrições operativas das mesmas no *software* MATLAB.

Outras aplicações do OpenDSS podem ser encontradas no manual disponibilizado pela EPRI OpenDSS Documentation (About OpenDSS Capabilities, [*s. d.*]).

3 METODOLOGIA E MODELAGEM MATEMÁTICA

3.1 PROPOSTA DE TRABALHO

Neste trabalho, a metodologia proposta consiste na otimização do despacho de Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias (BESS) com o objetivo de maximizar a eficiência energética em redes de distribuição. A proposta baseia-se na premissa de que a operação inteligente do BESS pode mitigar perdas técnicas através do fornecimento local de potência ativa nos momentos de maior carregamento e da absorção de excedentes em momentos de baixa demanda.

A modelagem do sistema fundamenta-se nos princípios estabelecidos por (Octaviano *et al.*, 2024). No entanto, difere da abordagem original concentrando apenas na análise das perdas técnicas, validando o impacto físico da eficiência e da capacidade do BESS na infraestrutura da rede, desconsiderando a arbitragem financeira.

Para isso, desenvolveu-se um algoritmo de otimização baseado em meta-heurística (Algoritmo Genético) no MATLAB, acoplado ao simulador de fluxo de potência OpenDSS via interface COM.

A estratégia de controle atua sobre o perfil diário de Estado de Carga (SOC), permitindo que o algoritmo determine o comportamento operativo que minimiza as perdas totais do alimentador ao longo de 24 horas, respeitando a ciclicidade da bateria.

3.2 MODELAGEM DA BATERIA

Neste trabalho, a operação do banco de baterias é modelada em tempo discreto com intervalos de uma hora, adotando o SOC como variável de decisão direta do algoritmo de otimização, além disso, no modelo, a interação entre os bancos de baterias e a rede de distribuição é modelada individualmente para cada fase.

Para viabilizar a utilização do SOC como variável de otimização em conjunto com o OpenDSS, a bateria foi modelada como um elemento de Carga. Nos momentos de carga, a potência é positiva (absorvida da rede) e nos momentos de descarga, a potência é negativa (injetada na rede). Adicionalmente, é considerada na modelagem

da bateria a não idealidade do processo de conversão de energia, aplicando-se um fator de rendimento no equacionamento.

Considerando um sistema com bancos de baterias instalados nas fases $\emptyset \in \{A, B, C\}$ a relação entre a variação do Estado de Carga ($\Delta SOC_{\emptyset}$) definida pelo otimizador e a potência efetiva injetada ou absorvida em cada fase é modelada pelas equações a seguir.

$$\Delta SOC_{\emptyset,t} = SOC_{\emptyset,t} - SOC_{\emptyset,(t-1)} \tag{3.1}$$

$$P_{bat,\emptyset,t} = \begin{cases} \dfrac{\Delta SOC_{\emptyset,t} * E_{nom}}{\eta}, & \Delta SOC_{\emptyset,t} \geq 0 \\ \Delta SOC_{\emptyset,t} * E_{nom} * \eta, & \Delta SOC_{\emptyset,t} < 0 \end{cases} \tag{3.2}$$

Na equação (3.2) está modelada a não idealidade no processo de conversão de energia da bateria onde:

E_{nom} : Capacidade nominal de energia da bateria em kWh;

η : Eficiência de conversão;

$P_{bat,\emptyset,t}$: Potência ativa injetada ou absorvida pela bateria da fase $\emptyset$, em kW, no tempo t;

$\emptyset$: Índice da fase onde a bateria está conectada ($\emptyset \in \{A, B, C\}$)

3.3 FUNÇÃO OBJETIVO E RESTRIÇÕES OPERACIONAIS

O objetivo da otimização é determinar o perfil de operação da bateria que minimize as perdas técnicas totais no alimentador.

$$Min\ FOB = \sum_{t=1}^{24} \left(P_{perdas,t}\right) \tag{3.3}$$

Na qual:

$P_{perdas,t}$: Perdas totais do sistema, em kW, no instante t;

Com o objetivo de preservar a vida útil do sistema de armazenamento e evitar operações de descarga profunda, impõe-se limites operativos ao Estado de Carga. O

algoritmo deve garantir que, para todo instante *t*, o SOC permaneça dentro da faixa segura de operação conforme limitado pela equação (3.4).

$$SOC_{min} \leq SOC_{\emptyset,t} \leq SOC_{max} \ \forall \emptyset \in \{A, B, C\} \tag{3.4}$$

Na qual:

SOC_{min}: Limite inferior para o estado de carga;

SOC_{max}: Limite superior para o estado de carga;

Adicionalmente, é implementada uma restrição de ciclicidade diária, de forma a assegurar a sustentabilidade da operação ao longo de múltiplos dias. Nessa restrição o nível de energia armazenada ao final do horizonte de otimização é forçado a ser igual ao estado inicial, garantindo que o BESS esteja apto a iniciar o ciclo seguinte com a mesma disponibilidade energética.

$$SOC_{\emptyset}\ (t = 24) = SOC\ _{\emptyset}(t = 0) \tag{3.5}$$

3.4 IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL

A metodologia proposta foi implementada computacionalmente através da integração entre o MATLAB e o software para simulação e análise de redes de distribuição de energia elétrica, o OpenDSS. Realizando a coordenação entre essas ferramentas é possível realizar o cálculo do fluxo de potência através do OpenDSS enquanto a lógica meta-heurística de decisão é aplicada pelo MATLAB.

A comunicação entre os softwares é estabelecida via interface COM, em que o MATLAB é responsável por iniciar a instância do OpenDSS, compilar o circuito elétrico e manipular as variáveis de controle a cada iteração do algoritmo genético.

Para a solução do problema de otimização, utilizou-se o algoritmo genético nativo disponível na *Global Optimization Toolbox* do software MATLAB.

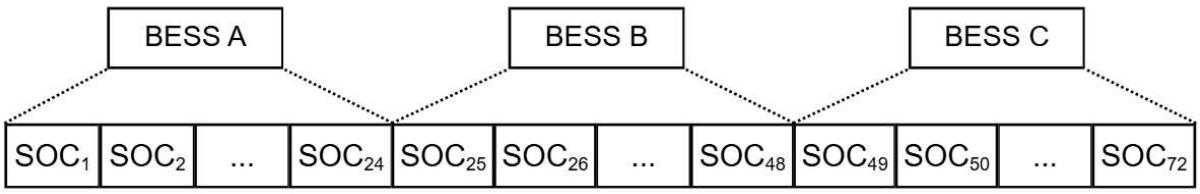
O processo de simulação segue a lógica descrita:

i. Inicialmente o algoritmo genético no MATLAB gera uma população de vetores de Estado de Carga (SOC);

ii. Para cada indivíduo da população o MATLAB calcula a variação do SOC, transforma em potência ativa (kW), e atualiza o elemento de carga que representa o armazenamento no OpenDSS;
iii. O OpenDSS executa o fluxo de potência temporal (*Daily Mode*) para as 24 horas do horizonte de estudo;
iv. Após a convergência do fluxo, o MATLAB extrai do OpenDSS o resultado das perdas técnicas totais via interface COM para calcular a função objetivo daquele indivíduo.

A representação cromossômica adotada é vetorial de valores reais, utilizando a codificação por concatenação para a otimização simultânea das três fases. Desta forma, cada indivíduo da população é composto por 72 genes (24 intervalos de tempo X 3 fases), correspondendo ao perfil de despacho horário (SOC) do sistema de armazenamento.

Figura 3.1 – Estrutura do cromossomo vetorial concatenado para otimização simultânea das três fases



Fonte: Autoria própria

Conforme ilustrado na Figura 3., os primeiros 24 genes (SOC_1 a SOC_{24}) correspondem à operação da fase A; os genes intermediários (SOC_{25} a SOC_{48}) referem-se à fase B; e os últimos 24 genes (SOC_{49} a SOC_{72}) controlam a fase C. Essa abordagem permite que o algoritmo genético explore as interdependências entre as fases no fluxo de potência, buscando o equilíbrio global do alimentador.

Cada gene do cromossomo é modelado como uma variável real contínua, restrita pelos limites operacionais definidos para o BESS. O espaço de busca de cada gene foi delimitado por *Lower Bound (LB)* e *Upper Bound (UB)*, conforme apresentado na Equação 3.4. Dessa forma, o algoritmo genético gera e manipula soluções apenas dentro do intervalo delimitado pelo SOC_{min} e SOC_{max}.

A inicialização da população ocorre de forma aleatória uniforme dentro dos limites estabelecidos. O algoritmo gera *N* indivíduos (população inicial), onde cada gene assume um valor randômico entre SOC_{min} e SOC_{max}. Isso garante que a busca comece com uma diversidade genética suficiente, explorando diferentes regiões do espaço de soluções antes de convergir para o ótimo.

Para a avaliação da função objetivo (cálculo das perdas), o cromossomo passa por um processo de decodificação. O valor do gene em um instante t ($SOC_{\emptyset,t}$) é comparado com o instante anterior ($SOC_{\emptyset,(t-1)}$) para determinar a potência ativa a ser injetada ou absorvida pela rede, conforme as equações 3.1 e 3.2. Computacionalmente, o BESS foi modelado no OpenDSS como um elemento de carga estática (*Load Model*), permitindo o fluxo bidirecional de potência. Assim, o valor de $P_{bat,\emptyset,t}$ calculado é atribuído diretamente à propriedade “kW” do objeto correspondente à fase em análise, onde valores positivos representam o consumo (carga) e valores negativos a injeção de potência ativa na rede (descarga).

Após a decodificação dos cromossomos em perfis de potência, cada indivíduo é submetido à avaliação de aptidão. Nesta etapa, o algoritmo interage com o OpenDSS através da interface COM para executar o fluxo de carga temporal (*Daily Mode*) para as 24 horas do horizonte de estudo. A função objetivo foi definida como a minimização das perdas técnicas ativas totais do alimentador, acumuladas ao longo do dia conforme apresentado na equação 3.3.

Os parâmetros de configuração do algoritmo foram definidos visando um equilíbrio entre a exploração do espaço de busca e o refinamento da solução:

- Tamanho da População (*PopulationSize*): 250 indivíduos. Isso implica que, a cada geração, 250 perfis de operação distintos são avaliados pelo simulador OpenDSS;
- Número Máximo de Gerações (*MaxGenerations*): 30 gerações, totalizando até 7.500 avaliações da função objetivo ao longo da execução;
- Elitismo (EliteCount): 10 indivíduos. Os 10 melhores perfis de operação encontrados na geração atual são preservados, transmitindo-os

inalterados para a geração seguinte, garantindo que a melhor solução encontrada não se perca.

A definição destes parâmetros baseou-se em uma análise empírica de sensibilidade. Foram realizados testes preliminares variando o tamanho da população (de 50 a 500 indivíduos) e o número de gerações. Observou-se que uma população de 250 indivíduos oferecia diversidade genética suficiente para evitar a convergência prematura em ótimos locais, enquanto o limite de 30 gerações mostrou-se o ponto de estabilização da função objetivo (FOB), onde ganhos adicionais de aptidão tornavam-se desprezíveis em relação ao custo computacional acrescido.

Em relação ao elitismo, optou-se pela preservação dos 10 melhores indivíduos (4% da população), atendendo à recomendação da literatura de manter essa taxa abaixo de 5%. Assim, garante-se que as melhores configurações de despacho encontradas não são perdidas pelos operadores de cruzamento e mutação, funcionando como uma memória de 'boas soluções' ao longo do processo evolutivo e garante também que o algoritmo não ficará preso em ótimos locais ou sofrerá convergência prematura advindos de um elitismo muito grande.

3.4.1 Estratégia de Refinamento Iterativo

Visando maximizar a precisão dos resultados e evitar a estagnação em ótimos locais, adotou-se uma estratégia de execução sequencial. O processo de otimização foi dividido em etapas, utilizando o recurso de População inicial (*InitialPopulationMatrix*) da *toolbox* do MATLAB.

A metodologia consistiu em dois passos:

i. Simulação exploratória: A primeira execução foi iniciada com uma população gerada aleatoriamente, utilizando a semente estatística fixa (“2026”) no gerador de números pseudoaleatórios (*Random Number Generator*). A fixação da semente tem o objetivo de garantir a reprodutibilidade científica dos resultados iniciais.
ii. Simulação de refinamento: Nas execuções subsequentes, a população inicial não foi totalmente aleatória. O vetor ótimo encontrado na simulação anterior foi inserido explicitamente na matriz de população inicial da nova rodada através do parâmetro *InitialPopulationMatrix*.

Assim, o algoritmo genético inicia a busca já a partir de uma região promissora do espaço de soluções, concentrando o esforço computacional no ajuste fino do despacho da bateria.

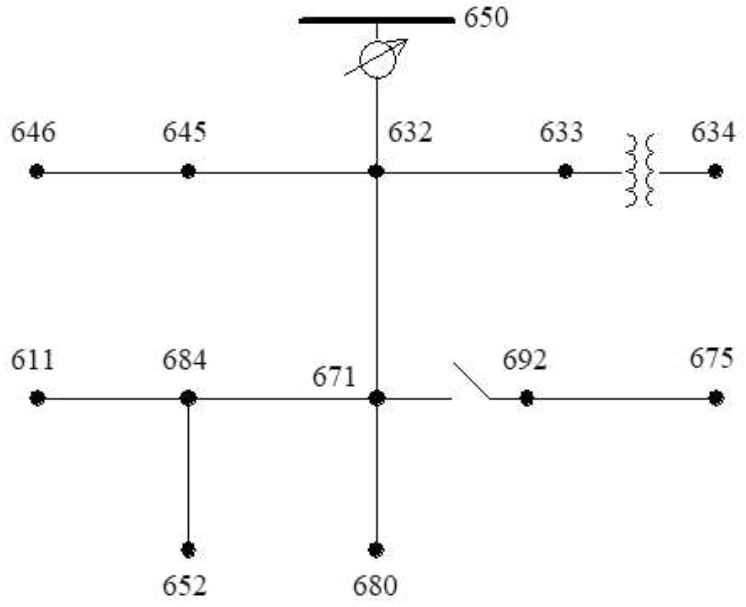
4 ESTUDO DE CASO

Para validar a metodologia implementada foi utilizado como sistema teste o alimentador IEEE 13 Barras (Resources – IEEE PES Test Feeder, 1991) ilustrado na Figura 4.1.

Foram feitas adaptações conforme as que foram apresentadas em (Octaviano *et al.*, 2024) a fim de simplificar a comparação dos resultados e validar o método implementado.

i. Os reguladores de tensão foram desativados e deixados na condição nominal (1:1);
ii. Todas as cargas foram modeladas como potência constante;
iii. As tensões na subestação foram fixadas em 1.05 pu;
iv. A carga da barra 634 foi retirada;
v. Foi colocada uma carga de 500 kW por fase na barra 671. Com o objetivo de simular um carregamento severo, elevando as perdas técnicas do alimentador para validar a eficácia da otimização proposta em condições críticas de operação.

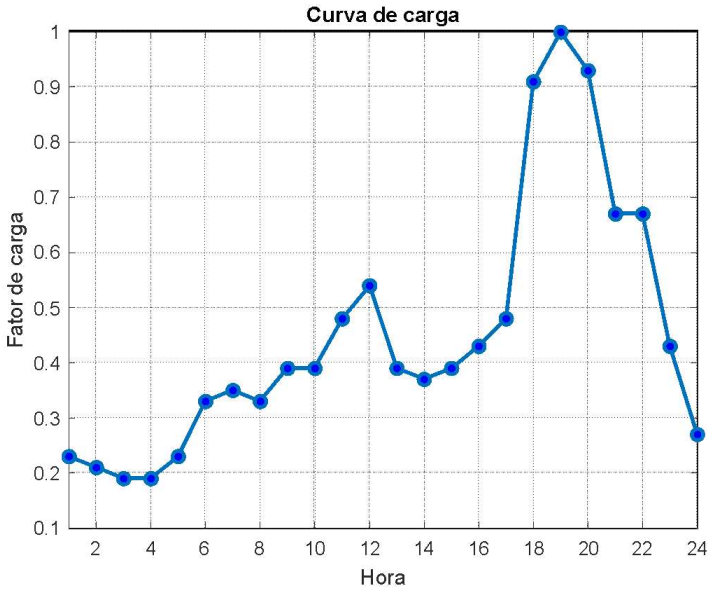
Figura 4.1 – Alimentador IEEE 13 Barras



Fonte: IEEE

Para a simulação temporal foi adotado um perfil de carga conforme apresentado a seguir, com pico de demanda (referente ao fator multiplicativo 1) ocorrendo no período noturno, momento em que é aplicado o carregamento original do sistema em estudo. A curva de formato definido pelo fator multiplicativo está detalhada na Figura 4.2 e é aplicada em todas as cargas do sistema em estudo.

Figura 4.2 – Curva de carga aplicada



Fonte: Autoria própria.

4.1 AMBIENTE DE SIMULAÇÃO E ESFORÇO COMPUTACIONAL

As simulações deste estudo de caso foram executadas em um computador pessoal com processador Intel Core i7-10750H @ 2.60GHz, 16 GB de memória RAM e sistema operacional Windows 11.

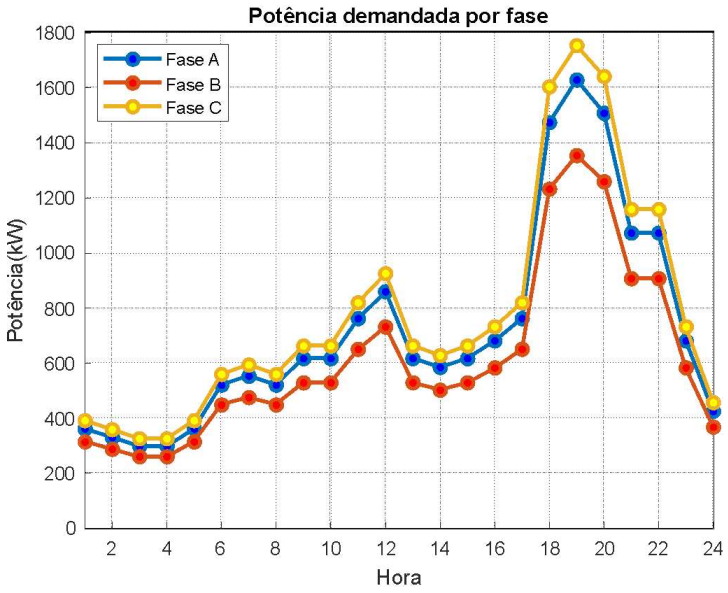
O acoplamento entre o MATLAB e o OpenDSS via interface COM permitiu a execução iterativa do fluxo de potência. Para o sistema IEEE 13 Barras modificado, considerando uma população de 250 indivíduos e 30 gerações no Algoritmo Genético, o tempo médio de execução para um cenário completo (partindo de uma população aleatória) foi de aproximadamente 1 hora e 30 minutos.

4.2 CASO BASE – SEM BATERIAS

Inicialmente é apresentado o caso base, sem qualquer bateria na rede.

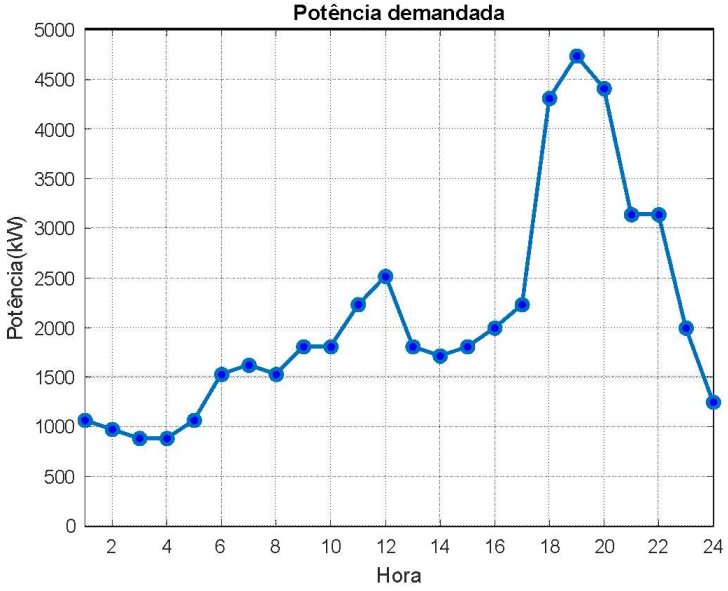
Na Figura 4.3 é possível verificar a potência demandada da subestação por fase do circuito, enquanto na Figura 4.4 está a potência total demandada. Observa-se que o pico de carga ocorre na hora 19 com demanda de aproximadamente 4.800 kW, e que o momento de menor carga na rede ocorre entre 0 horas e 5 horas.

Figura 4.3 – Potência demandada por fase na SE



Fonte: Autoria própria.

Figura 4.4 – Potência total demandada no sistema



Fonte: Autoria própria.

4.3 CASOS 1 A 3 – RENDIMENTO DE 100%

Inicialmente, analisa-se o comportamento do sistema de armazenamento considerando um ciclo ideal de conversão, com eficiência (η) de 100%.

O estudo foi feito para três cenários distintos de dimensionamento de capacidade energética (pequeno, médio e grande porte), mantendo a instalação dos bancos de baterias monofásicos na barra 671, fez-se esta opção de localização por ser a barra com maior concentração de cargas.

Para todas as simulações, foram adotadas as seguintes premissas operacionais:

- Estado inicial: As baterias iniciam a operação diária com um Estado de Carga ($SOC_{\emptyset}(t = 0)$) de 30%;
- Restrições de ciclo: Baseado nas recomendações de Zhang *et al.*, 2017, a operação foi limitada a uma faixa de SOC entre 20% (mínimo) e 80% (máximo);
- Capacidade de Potência: A potência nominal de despacho foi dimensionada de forma a não restringir a taxa de descarga, possibilitando que a variação máxima de energia permitida (de 80% a 20%) possa ocorrer em um único intervalo de tempo ($\Delta t = 1h$), caso determinado pelo algoritmo de otimização.

Para analisar a sensibilidade do sistema ao dimensionamento do armazenamento, forma definidos três cenários distintos de capacidade nominal instalada por fase.

O primeiro cenário (Caso 1) contempla um banco de 100 kWh em cada fase, representando um sistema de pequeno porte. Nesta configuração, a capacidade de armazenamento é significativamente inferior à demanda da carga instalada, o que permite avaliar a eficiência do algoritmo em gerenciar um recurso escasso para mitigar perdas pontuais de curtíssima duração.

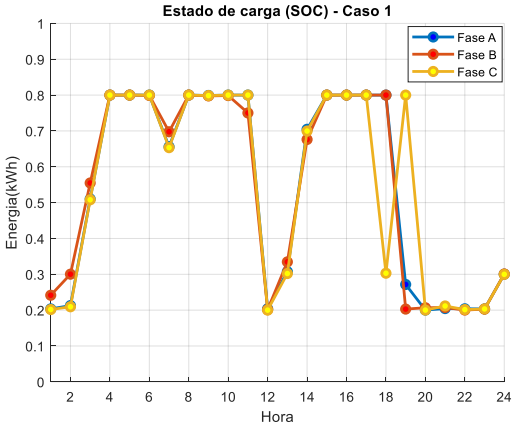
O segundo cenário (Caso 2) consiste em um banco de 1.000 kWh em cada fase, configurando um sistema de médio porte. Este valor foi definido para oferecer um alívio de carregamento em horários de ponta.

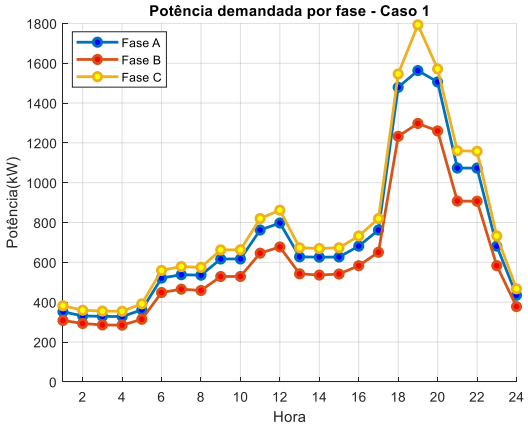
Por fim, o terceiro cenário (Caso 3) simula uma condição de superdimensionamento com 5.000 kWh. Este caso extremo tem o objetivo de analisar o comportamento da otimização quando a restrição de energia deixa de ser o fator limitante predominante, permitindo que o BESS realize grandes deslocamentos de carga ao longo de todo o horizonte diário.

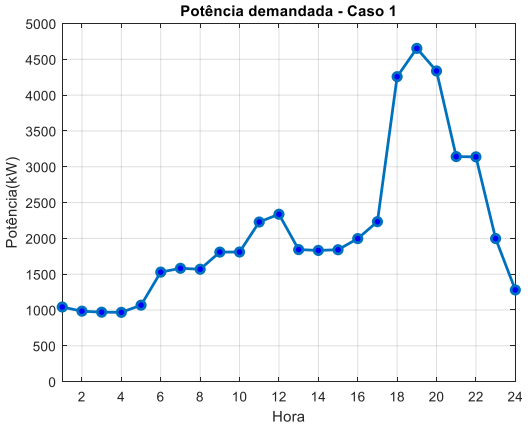
4.3.1 Análise do Perfil de Despacho e Estado de Carga

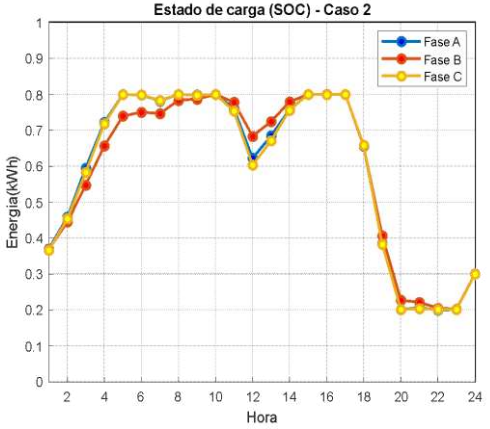
Nesta seção será avaliado como o algoritmo genético otimizou o despacho de cada banco de baterias visando minimizar as perdas técnicas do sistema 13 barras. A fim de avaliar a influência da capacidade de armazenamento no comportamento do despacho, a Figura 4.5 consolida os resultados operativos para os três cenários propostos (100 kWh, 1.000 kWh e 5.000 kWh). É apresentado, de forma comparativa: a evolução do Estado de Carga (SOC) na primeira coluna; a potência ativa demandada por fase na segunda coluna; e a demanda total na subestação na terceira coluna.

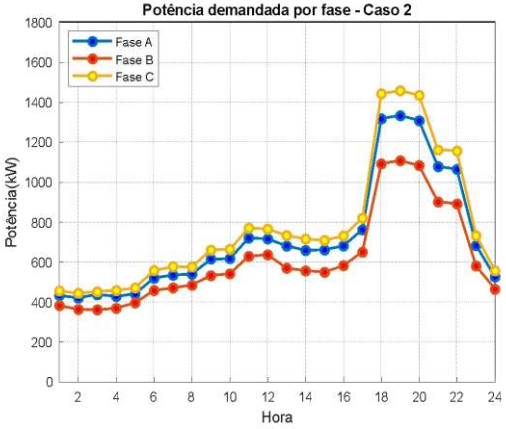
Figura 4.5 – Estado de Carga (SOC), Potência total e Potência por fase para os casos 1 a 3. Fonte: Autoria própria.

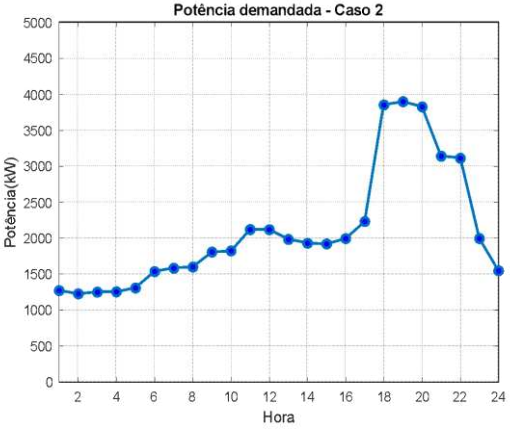

Estado de carga (SOC) - Caso 1
Fase A
Fase B
Fase C
Energia(kWh)
Hora

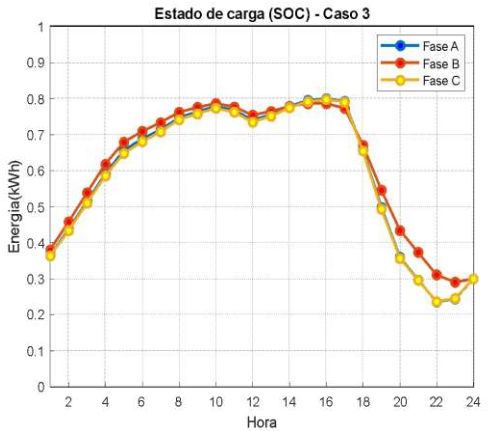

Potência demandada por fase - Caso 1
Fase A
Fase B
Fase C
Potência(kW)
Hora

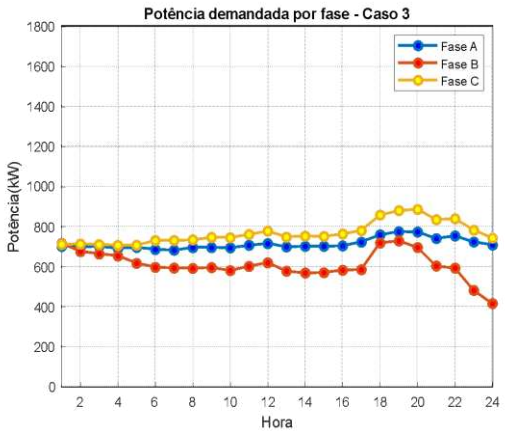

Potência demandada - Caso 1
Potência(kW)
Hora

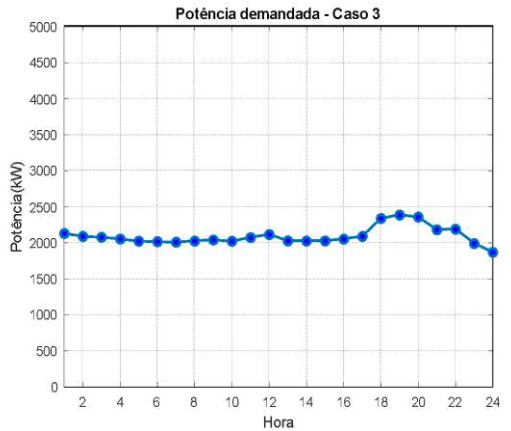

Estado de carga (SOC) - Caso 2
Fase A
Fase B
Fase C
Energia(kWh)
Hora


Potência demandada por fase - Caso 2
Fase A
Fase B
Fase C
Potência(kW)
Hora


Potência demandada - Caso 2
Potência(kW)
Hora


Estado de carga (SOC) - Caso 3
Fase A
Fase B
Fase C
Energia(kWh)
Hora


Potência demandada por fase - Caso 3
Fase A
Fase B
Fase C
Potência(kW)
Hora


Potência demandada - Caso 3
Potência(kW)
Hora

Nesta seção, avalia-se como o algoritmo genético gerenciou os recursos energéticos disponíveis em cada cenário para atingir o objetivo de minimização de perdas.

A Figura 4.5 apresenta as curvas de Estado de Carga (SOC) ao longo das 24 horas para os três casos simulados. A análise comparativa evidencia comportamentos distintos de acordo com a disponibilidade de energia.

Para o Caso 1 (100 kWh), observa-se que, o otimizador concentrou a descarga da bateria em dois intervalos de tempo, coincidindo com os momentos de pico de carga, às 12h e às 19h. O SOC atinge seu limite mínimo (20%) rapidamente, indicando que a bateria utiliza de toda sua capacidade útil apenas para mitigar a ponta mais crítica da curva de perdas, sem conseguir sustentar o suporte por períodos prolongados.

É observado ainda para a fase C, no primeiro gráfico, um comportamento de despacho diferente do esperado. A simulação indicou que o BESS operou em regime de carregamento justamente no horário de maior demanda do sistema (19h), deslocando a descarga para os horários adjacentes (18h e 20h). As causas exatas desse comportamento na otimização demandam uma análise mais aprofundada das interações entre as restrições do algoritmo e o fluxo de potência desequilibrado, além de ser importante analisar elementos que são modelados com perdas internas no OpenDSS e podem influenciar as perdas calculadas pelo software.

No Caso 2 (1.000 kWh), o sistema demostra um comportamento típico de corte de pico. A bateria inicia a descarga no início do horário de ponta (18h) e sustenta a injeção de potência até o alívio da carga (após as 20h), operando dentro da faixa de limites estabelecida sem esgotamento imediato.

Já no Caso 3 (5.000 kWh), o perfil de operação supera o simples corte de pico, realizando um deslocamento de carga mais amplo. O algoritmo aproveita o período de carga leve (madrugada) para carregar a bateria e distribui a descarga de forma suave ao longo de todo o período de carga pesada, achatando a curva de demanda da subestação de forma mais agressiva.

4.3.2 Impacto na Redução de Perdas Técnicas

A eficácia da metodologia aplicada é quantificada através da redução de perdas técnicas totais no alimentador. A Tabela 4.1 resume os valores obtidos para o ciclo diário de operação em comparação com o caso base.

Tabela 4.1 – Comparativo de Redução de Perdas (Cenário Ideal)

Cenário	Capacidade (kWh) (C)	Perdas Totais (kWh/dia)	Redução (kWh) (R)	Redução (%)	Índice de eficiência (R/C)
Caso base	-	1.071,9	-	-	
Caso 1	100	1054,8	17,1	1,6	0,17
Caso 2	1.000	951,0	120,9	11,28	0,12
Caso 3	5.000	811,2	260,7	24,32	0,05

Fonte: Autoria própria.

A análise dos dados obtidos mostra que a inserção do BESS proporcionou ganhos em todos os cenários. No entanto, é possível verificar uma relação não linear entre capacidade e benefício, ao analisar o índice de eficiência (coluna 6 da Tabela 4.1).

No Caso 1, a energia armazenada é majoritariamente consumida pela própria carga da barra 671. Devido à limitação de capacidade (100 kWh), o BESS atua como um redutor pontual de demanda líquida local, sem energia suficiente para inverter o fluxo ou prestar suporte significativo a outros nós da rede. A alta eficiência se deve ao fato de cada kWh ser utilizado para abater a parcela mais crítica da corrente local.

Por outro lado, no Caso 3, o sobredimensionamento do banco (5.000 kWh) altera a dinâmica do alimentador. O BESS dispõe de energia suficiente não apenas para suprir a demanda da barra 671, mas para atuar como uma fonte de GD para o sistema. Isso leva o despacho de potência a suprir cargas vizinhas e reduzir drasticamente a corrente transportada pelos condutores principais desde a subestação até o ponto de conexão.

Contudo, essa capacidade de despacho traz retornos marginais decrescentes. Uma vez mitigada a corrente de pico nos troncos principais, o ganho adicional obtido pelo atendimento de cargas periféricas é proporcionalmente menor em relação ao investimento massivo em capacidade. Isso ocorre porque o próprio transporte de

energia necessário para carregar a bateria e sua subsequente redistribuição para nós adjacentes também gera perdas na rede, amortecendo os ganhos de eficiência.

4.4 CASOS 4 A 6 – RENDIMENTO DE 95%

Após a análise do cenário ideal, as simulações foram repetidas considerando as perdas intrínsecas ao processo de armazenamento. Adotou-se uma eficiência de conversão (η) de 95% tanto para o processo de carga quanto para o processo de descarga. Este valor é condizente com as características das baterias de Íons-Lítio apresentadas na fundamentação teórica.

Com a introdução da eficiência no modelo, uma nova penalidade energética é imposta ao sistema, em que cada kWh injetado ou absorvido pela bateria apresenta um custo relativo às próprias perdas. Consequentemente, o algoritmo genético tende a se tornar mais seletivo para acionar o despacho do BESS.

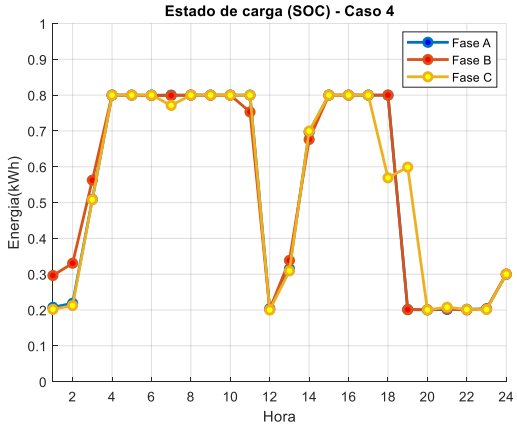
Tabela 4.2 – Impacto da Eficiência na Redução de Perdas

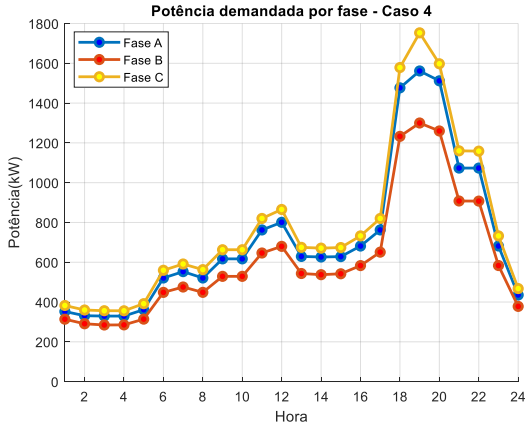
Cenário	Capacidade (kWh)	Perdas Totais (kWh/dia)	Redução (kWh) (R)	Redução (%)	Redução (%) ($\eta = 100\%$)
Caso base	-	1.071,9	-	-	-
Caso 1	100	1.056,6	15,3	1,4	1,6
Caso 2	1.000	960,4	111,5	10,4	11,28
Caso 3	5.000	839,9	232,0	21,6	24,32

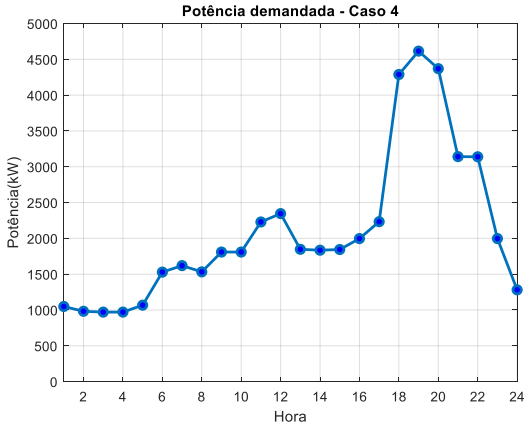
Fonte: Autoria própria.

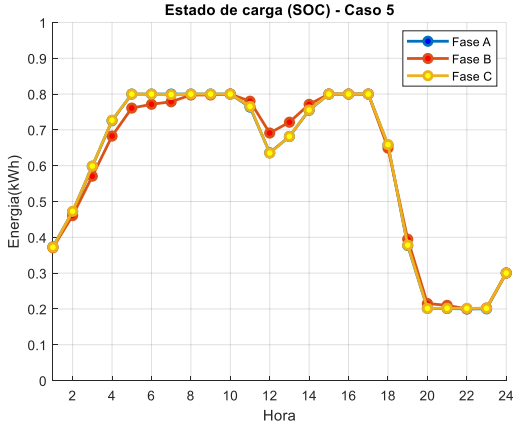
Conforme o esperado na Figura 4.6 é possível perceber alguns pontos em que a bateria deixa de descarregar, além de pontos em que ela descarrega menos do que na análise anterior, como nas horas 7 e 12 para o caso de 1000 kWh (Caso 2 e Caso 5). Numericamente, a redução de perdas globais é um pouco menor do que os valores encontrados anteriormente, mas a análise geral já feita não é prejudicada, podendo ser estendida de forma geral para este caso.

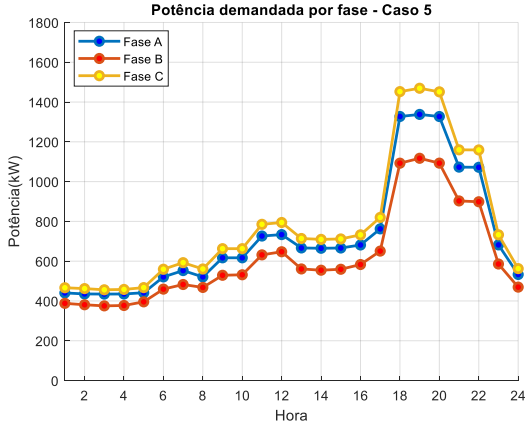
Figura 4.6 – Estado de Carga (SOC), Potência total e Potência por fase para os casos 4 a 6. Fonte: Autoria própria.

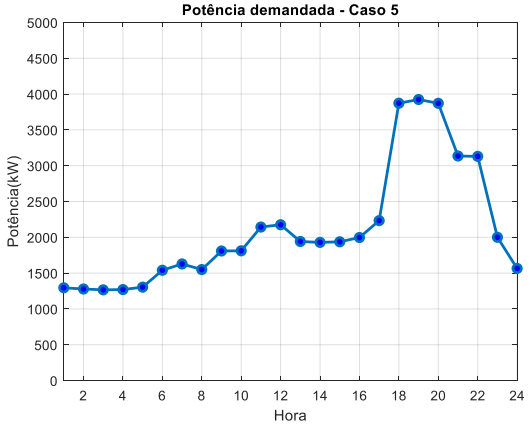

Estado de carga (SOC) - Caso 4
Energia(kWh)
Hora
Fase A
Fase B
Fase C

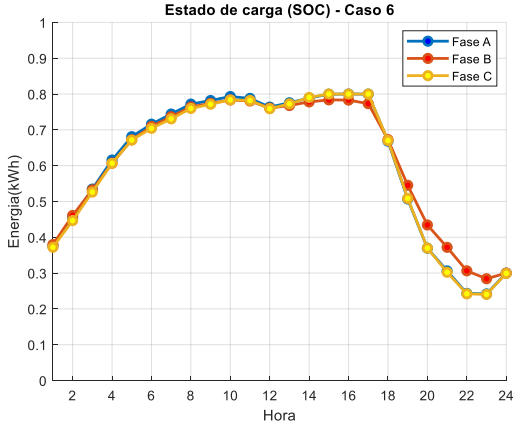

Potência demandada por fase - Caso 4
Potência(kW)
Hora
Fase A
Fase B
Fase C

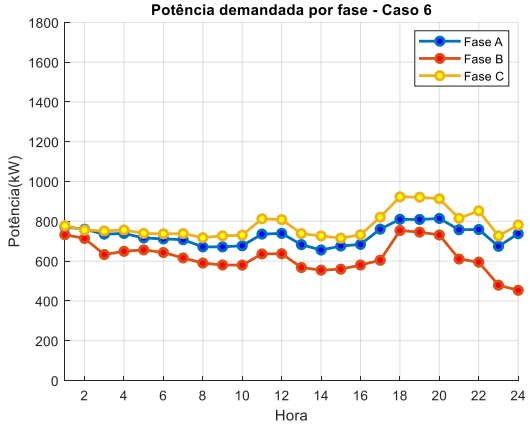

Potência demandada - Caso 4
Potência(kW)
Hora

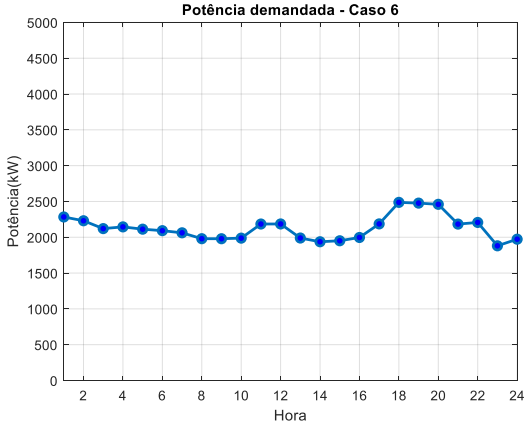

Estado de carga (SOC) - Caso 5
Energia(kWh)
Hora
Fase A
Fase B
Fase C


Potência demandada por fase - Caso 5
Potência(kW)
Hora
Fase A
Fase B
Fase C


Potência demandada - Caso 5
Potência(kW)
Hora


Estado de carga (SOC) - Caso 6
Energia(kWh)
Hora
Fase A
Fase B
Fase C


Potência demandada por fase - Caso 6
Potência(kW)
Hora
Fase A
Fase B
Fase C


Potência demandada - Caso 6
Potência(kW)
Hora

5 CONCLUSÃO

O presente trabalho implementou uma metodologia de otimização para o despacho de Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias em redes de distribuição, visando a minimização de perdas técnicas ativas.

Através da integração entre o algoritmo genético (MATLAB) e o simulador de fluxo de potência (OpenDSS), foi possível analisar o comportamento do sistema IEEE 13 Barras modificado sob diferentes cenários de dimensionamento e eficiência.

A análise de sensibilidade quanto à capacidade do BESS revelou um comportamento não linear entre investimento e benefício técnico, observou-se a ocorrência de rendimentos decrescentes com o crescimento da capacidade.

Para o sistema de pequeno porte, na análise detalhada por fase verificou-se um comportamento de despacho divergente do esperado especificamente na Fase C. Ao indicar um regime de carregamento nesta fase, contrariando a lógica de descarga observada nas demais. As causas exatas dessa alocação atípica demandam uma investigação mais aprofundada em trabalhos futuros, especialmente no que tange às interações entre as restrições matemáticas do algoritmo, o fluxo de potência desequilibrado e os modelos de perdas internas dos componentes da rede considerados pelo simulador.

O sistema de médio porte demonstrou melhor equilíbrio técnico, oferecendo reduções expressivas de perdas sem incorrer em subutilização significativa da capacidade instalada. Já o sistema de grande porte, embora capaz de alterar a dinâmica do fluxo de potência e suprir cargas vizinhas, esbarra nas limitações físicas da própria rede de distribuição, onde as perdas associadas ao transporte da energia armazenada amortecem os ganhos marginais.

Adicionalmente, a incorporação da eficiência de conversão demonstrou que as perdas internas do BESS atuam como uma restrição para a otimização. O algoritmo adaptou-se para descartar operações onde o ganho na rede não compensava o custo energético da conversão, priorizando despachos em momentos de alta sensibilidade do sistema.

Conclui-se, portanto, que a alocação de BESS é uma solução técnica viável e eficaz para a eficiência energética de redes de distribuição. No entanto, o dimensionamento do sistema não deve buscar apenas a redução absoluta de perdas,

mas sim o ponto ótimo de eficiência, evitando o superdimensionamento que leva à saturação dos benefícios técnicos.

5.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Dada a complexidade e a abrangência do tema, identificam-se outras oportunidades para a continuidade e expansão desta pesquisa, destacando-se as seguintes:

i. Aprofundar a análise buscando minimizar o custo de operação do sistema utilizando os benefícios do BESS para despachar energia em momentos de tarifa elevada.
ii. Avaliar o impacto da operação do BESS no perfil de tensão do alimentador. Quantificar como o despacho otimizado pode auxiliar na manutenção dos níveis de tensão dentro das faixas regulatórias adequadas, mitigando violações de afundamento ou sobretensão em cenários críticos de carga.
iii. Avaliar o desempenho da metodologia em cenários com alta penetração de geração fotovoltaica, analisando a capacidade do BESS em mitigar a intermitência da fonte e resolver problemas de fluxo reverso.

REFERÊNCIAS

ABOUT OPENDSS CAPABILITIES. [*S. l.*], [*s. d.*]. Disponível em: https://opendss.epri.com/AboutOpenDSSCapabilities.html. Acesso em: 4 jan. 2026.

AGENCY, I. R. E. **Renewable Energy Statistics 2025**. [*S. l.*]: International Renewable Energy Agency, 2025.

ATANASOVSKI, M. *et al.* Real Case Study of Loss Allocation in Distribution Systems with RES. *In*: 2022 57TH INTERNATIONAL SCIENTIFIC CONFERENCE ON INFORMATION, COMMUNICATION AND ENERGY SYSTEMS AND TECHNOLOGIES (ICEST), 2022. **2022 57th International Scientific Conference on Information, Communication and Energy Systems and Technologies (ICEST)**. [*S. l.*]: [*s. d.*], 2022. p. 1–4. Disponível em: https://ieeexplore.ieee.org/document/9828596/citations. Acesso em: 2 jan. 2026.

BARBOSA, M. W. Método para alocação dimensionamento e operação de baterias em sistemas de distribuição com redução de perda e análise econômica. [*s. l.*], 2020. Disponível em: https://repositorio.ufjf.br/jspui/handle/ufjf/11552. Acesso em: 4 jan. 2026.

BOSE, S. *et al.* Optimal placement of energy storage in the grid. *In*: 2012 IEEE 51ST IEEE CONFERENCE ON DECISION AND CONTROL (CDC), 2012. **2012 IEEE 51st IEEE Conference on Decision and Control (CDC)**. [*S. l.*]: [*s. d.*], 2012. p. 5605–5612. Disponível em: https://ieeexplore.ieee.org/document/6426113/. Acesso em: 4 jan. 2026.

CETINKAYA, U. *et al.* Battery Energy Storage Systems in Different Countries for Arbitrage Services. *In*: 2023 11TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON SMART GRID (ICSMARTGRID), 2023. **2023 11th International Conference on Smart Grid (icSmartGrid)**. [*S. l.*]: [*s. d.*], 2023. p. 1–5. Disponível em: https://ieeexplore.ieee.org/document/10170829/. Acesso em: 11 dez. 2025.

CHAIYATHAM, T.; NGAMROO, I. Bee colony optimization of battery capacity and placement for mitigation of voltage rise by P V in radial distribution network. *In*: 2012 10TH INTERNATIONAL POWER & ENERGY CONFERENCE (IPEC), 2012. **2012 10th International Power & Energy Conference (IPEC)**. [*S. l.*]: [*s. d.*], 2012. p. 13–18. Disponível em: https://ieeexplore.ieee.org/document/6523231/. Acesso em: 4 jan. 2026.

EPE. Relatório Síntese / Ano Base 2024. **Relatório Síntese**, [*s. l.*], Ano Base 2024, 2025.

FORTENBACHER, P.; ULBIG, A.; ANDERSSON, G. Optimal Placement and Sizing of Distributed Battery Storage in Low Voltage Grids Using Receding Horizon Control Strategies. **IEEE Transactions on Power Systems**, [*s. l.*], v. 33, n. 3, p. 2383–2394, 2018.

GLOBAL OPTIMIZATION TOOLBOX DOCUMENTATION. [*S. l.*], [*s. d.*]. Disponível em: https://www.mathworks.com/help/gads/index.html. Acesso em: 3 jan. 2026.

GUERRA, R. D. C. CONTROLE DE FREQUÊNCIA EM REDES DE ENERGIA ELÉTRICA COM ALTA PENETRAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS VARIÁVEIS POR MEIO DE CORTES DE CARGA E GERAÇÃO E USO DE BATERIAS. [*s. l.*], 2023.

HOWLADER, H. O. R. *et al.* Duck curve problem solving strategies with thermal unit commitment by introducing pumped storage hydroelectricity & renewable energy. *In*: 2017 IEEE 12TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER ELECTRONICS AND DRIVE SYSTEMS (PEDS), 2017. **2017 IEEE 12th International Conference on Power Electronics and Drive Systems (PEDS)**. [*S. l.*]: [*s. d.*], 2017. p. 502–506. Disponível em: https://ieeexplore.ieee.org/document/8289132/. Acesso em: 7 dez. 2025.

IBRAHIM, I. R. *et al.* Maximum Demand Peak Shave Approach Utilising a Hybrid Solar PV and Battery Energy Storage System. *In*: 2023 IEEE 13TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON CONTROL SYSTEM, COMPUTING AND ENGINEERING (ICCSCE), 2023. **2023 IEEE 13th International Conference on Control System, Computing and Engineering (ICCSCE)**. [*S. l.*]: [*s. d.*], 2023. p. 243–248. Disponível em: https://ieeexplore.ieee.org/document/10237141/. Acesso em: 11 dez. 2025.

INTRODUCTION TO OPENDSS. [*S. l.*], [*s. d.*]. Disponível em: https://opendss.epri.com/IntroductiontoOpenDSS.html. Acesso em: 4 jan. 2026.

KABEYI, M. J. B.; OLANREWAJU, O. A. Cost and Performance of Grid Scale Energy Storage Options. *In*: 13TH ANNUAL INTERNATIONAL INTERNATIONAL CONFERENCE ON INDUSTRIAL ENGINEERING AND OPERATIONS MANAGEMENT, 2023, Manila, Philippines. **Proceedings of the International Conference on Industrial Engineering and Operations Management**. Manila, Philippines: IEOM Society International, 2023. Disponível em: https://index.ieomsociety.org/index.cfm/article/view/ID/12935/. Acesso em: 11 dez. 2025.

KROPOSKI, B. Integrating high levels of variable renewable energy into electric power systems. **Journal of Modern Power Systems and Clean Energy**, [*s. l.*], v. 5, n. 6, p. 831–837, 2017.

LACERDA, E. G. de; CARVALHO, A. de. Introdução aos algoritmos genéticos. **Sistemas inteligentes: aplicaçoes a recursos hıdricos e ciências ambientais**, [*s. l.*], v. 1, p. 99–148, 1999.

LALIT, S. Smart Grid Architecture: An Overview. *In*: 2025 IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER SYSTEMS AND SMART GRID TECHNOLOGIES (PSSGT), 2025. **2025 IEEE International Conference on Power Systems and Smart Grid Technologies (PSSGT)**. [*S. l.*]: [*s. d.*], 2025. p. 225–229. Disponível em: https://ieeexplore.ieee.org/document/11033792. Acesso em: 2 jan. 2026.

LI, X.; JIA, X. Development and Application of Dispatching and Energy Management System for 50MW/100MWh Battery Energy Storage Station. *In*: 2019 INTERNATIONAL CONFERENCE ON ADVANCED MECHATRONIC SYSTEMS (ICAMECHS), 2019. **2019 International Conference on Advanced Mechatronic**

Systems (ICAMechS). [*S. l.*]: [*s. d.*], 2019. p. 181–185. Disponível em: https://ieeexplore.ieee.org/document/8861643. Acesso em: 9 dez. 2025.

MANOJKUMAR, R.; INALA, K. P. Rule-Based Peak Shaving Using Battery Energy Storage with a Case Study Analysis. *In*: 2024 2ND INTERNATIONAL CONFERENCE ON CYBER PHYSICAL SYSTEMS, POWER ELECTRONICS AND ELECTRIC VEHICLES (ICPEEV), 2024. **2024 2nd International Conference on Cyber Physical Systems, Power Electronics and Electric Vehicles (ICPEEV)**. [*S. l.*]: [*s. d.*], 2024. p. 1–6. Disponível em: https://ieeexplore.ieee.org/document/10932080/. Acesso em: 11 dez. 2025.

MARRA, F. *et al.* A Decentralized Storage Strategy for Residential Feeders With Photovoltaics. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [*s. l.*], v. 5, n. 2, p. 974–981, 2014.

MOHAMMAD, N.; MISHRA, Y. Coordination of wind generation and demand response to minimise operation cost in day-ahead electricity markets using bi-level optimisation framework. **IET Generation, Transmission & Distribution**, [*s. l.*], v. 12, n. 16, p. 3793–3802, 2018.

OCTAVIANO, M. E. *et al.* Avaliação do Impacto da Capacidade e da Eficiência de Baterias na Redução das Perdas e no Custo de Operação de Sistemas de Distribuição. **Congresso Brasileiro de Automática - CBA**, [*s. l.*], v. 4, n. 1, 2024. Disponível em: https://www.sba.org.br/open_journal_systems/index.php/cba/article/view/4691. Acesso em: 26 nov. 2025.

OLIVEIRA, T. T. de. Método para alocação e operação ótima de baterias em sistemas de distribuição com restrições de tensão e redução das perdas. [*s. l.*], 2018. Disponível em: https://repositorio.ufjf.br/jspui/handle/ufjf/8220. Acesso em: 3 jan. 2026.

PEDERSEN, J. *et al.* Distribution System Planning with Battery Storage using Multiperiod Optimal Power Flow. *In*: 14TH INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY STORAGE CONFERENCE 2020 (IRES 2020), 2021. **Anais [...]**. [*S. l.*]: Atlantis Press, 2021. p. 41–48. Disponível em: https://www.atlantis-press.com/proceedings/ires-20/125952211. Acesso em: 8 jan. 2026.

PODDER, S.; KHAN, Md. Z. R. Comparison of lead acid and Li-ion battery in solar home system of Bangladesh. *In*: 2016 5TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON INFORMATICS, ELECTRONICS AND VISION (ICIEV), 2016. **2016 5th International Conference on Informatics, Electronics and Vision (ICIEV)**. [*S. l.*]: [*s. d.*], 2016. p. 434–438. Disponível em: https://ieeexplore.ieee.org/document/7760041. Acesso em: 11 dez. 2025.

POWER FLOW. [*S. l.*], [*s. d.*]. Disponível em: https://opendss.epri.com/PowerFlow.html. Acesso em: 4 jan. 2026.

RAHMAN, Md. A.; RAHMAN, I.; MOHAMMAD, N. Implementing Demand Response in The Residential Energy System to Solve Duck Curve Problem. *In*: 2020 2ND INTERNATIONAL CONFERENCE ON ADVANCED INFORMATION AND

COMMUNICATION TECHNOLOGY (ICAICT), 2020. **2020 2nd International Conference on Advanced Information and Communication Technology (ICAICT)**. [*S. l.*]: [*s. d.*], 2020. p. 466–470. Disponível em: https://ieeexplore.ieee.org/document/9333449/. Acesso em: 6 dez. 2025.

RENEWABLE ELECTRICITY – RENEWABLES 2025 – ANALYSIS. [*S. l.*], [*s. d.*]. Disponível em: https://www.iea.org/reports/renewables-2025/renewable-electricity. Acesso em: 6 dez. 2025.

RENEWABLES 2024 – ANALYSIS. [*S. l.*], 2024. Disponível em: https://www.iea.org/reports/renewables-2024. Acesso em: 6 dez. 2025.

RESOURCES – IEEE PES TEST FEEDER. *In*: 1991. Disponível em: https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/. Acesso em: 17 dez. 2025.

SALEE, S.; WIRASANTI, P. Optimal siting and sizing of battery energy storage systems for grid-supporting in electrical distribution network. *In*: 2018 INTERNATIONAL ECTI NORTHERN SECTION CONFERENCE ON ELECTRICAL, ELECTRONICS, COMPUTER AND TELECOMMUNICATIONS ENGINEERING (ECTI-NCON), 2018. **2018 International ECTI Northern Section Conference on Electrical, Electronics, Computer and Telecommunications Engineering (ECTI-NCON)**. [*S. l.*]: [*s. d.*], 2018. p. 100–105. Disponível em: https://ieeexplore.ieee.org/document/8378290/. Acesso em: 4 jan. 2026.

SELVARASU, U. *et al.* BESS Sizing for PV Power Smoothing. *In*: 2024 IEEE ENERGY CONVERSION CONGRESS AND EXPOSITION (ECCE), 2024. **2024 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)**. [*S. l.*]: [*s. d.*], 2024. p. 546–552. Disponível em: https://ieeexplore.ieee.org/document/10860983/. Acesso em: 8 jan. 2026.

SUN, Y. K. *et al.* Optimal Placement and Sizing of Grid-scale Energy Storage in Distribution Networks with Security Constrains. *In*: 2018 INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER SYSTEM TECHNOLOGY (POWERCON), 2018. **2018 International Conference on Power System Technology (POWERCON)**. [*S. l.*]: [*s. d.*], 2018. p. 1477–1482. Disponível em: https://ieeexplore.ieee.org/document/8602016/. Acesso em: 4 jan. 2026.

TANG, Y.; LOW, S. H. Optimal Placement of Energy Storage in Distribution Networks. **IEEE Transactions on Smart Grid**, [*s. l.*], v. 8, n. 6, p. 3094–3103, 2017.

ZHANG, Y. *et al.* Optimal Placement of Battery Energy Storage in Distribution Networks Considering Conservation Voltage Reduction and Stochastic Load Composition. **IET Generation, Transmission & Distribution**, [*s. l.*], v. 11, 2017.

ZHAO, H. *et al.* Optimal siting and sizing of Energy Storage System for power systems with large-scale wind power integration. *In*: 2015 IEEE EINDHOVEN POWERTECH, 2015. **2015 IEEE Eindhoven PowerTech**. [*S. l.*]: [*s. d.*], 2015. p. 1–6. Disponível em: https://ieeexplore.ieee.org/document/7232615/. Acesso em: 4 jan. 2026.