

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA  
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

GABRIEL GOMES GARCIA

Análise de Sistemas de Distribuição com REDs Utilizando Python e DSS:  
Comparação entre Armazenamento Centralizado e Distribuído

Uberlândia

2026

GABRIEL GOMES GARCIA

Análise de Sistemas de Distribuição com REDs Utilizando Python e DSS:  
Comparação entre Armazenamento Centralizado e Distribuído

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à  
Faculdade de Engenharia elétrica da  
Universidade Federal de Uberlândia como  
requisito parcial para obtenção do título de  
bacharel em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Dr. Pedro Henrique Aquino  
Barra

Uberlândia

2026

Ficha Catalográfica Online do Sistema de Bibliotecas da UFU  
com dados informados pelo(a) próprio(a) autor(a).

G216 2026	<p>Garcia, Gabriel Gomes, 2000- Análise de Sistemas de Distribuição com REDs Utilizando Python e DSS [recurso eletrônico] : Comparação entre Armazenamento Centralizado e Distribuído / Gabriel Gomes Garcia. - 2026.</p> <p>Orientador: Pedro Henrique Aquino Barra. Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade Federal de Uberlândia, Graduação em Engenharia Elétrica. Modo de acesso: Internet. Inclui bibliografia.</p> <p>1. Engenharia elétrica. I. Barra, Pedro Henrique Aquino, 1990-, (Orient.). II. Universidade Federal de Uberlândia. Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.</p> <p style="text-align: right;">CDU: 621.3</p>
--------------	---

Bibliotecários responsáveis pela estrutura de acordo com o AACR2:  
Gizele Cristine Nunes do Couto - CRB6/2091  
Nelson Marcos Ferreira - CRB6/3074

GABRIEL GOMES GARCIA

Análise de Sistemas de Distribuição com REDs Utilizando Python e DSS:  
Comparação entre Armazenamento Centralizado e Distribuído

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à  
Faculdade de Engenharia elétrica da  
Universidade Federal de Uberlândia como  
requisito parcial para obtenção do título de  
bacharel em Engenharia Elétrica

Uberlândia, 20 de março de 2026

Banca Examinadora:

---

Pedro Henrique Aquino Barra – Doutor

---

Isaque Nogueira Gondim – Doutor

---

Luiz Arthur Tarralo Passatuto – Mestre

Dedico este trabalho à minha futura esposa  
Maria Isabelle, aos meus pais Ivanio e  
Zenaide, e ao meu irmão Rafael.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, a Deus, pela vida e por ter sido meu sustento e minha luz ao longo de toda esta caminhada. Tudo o que alcancei até aqui é fruto de Sua graça e de Suas bênçãos, que me fortaleceram nos momentos de dificuldade e me conduziram com fidelidade até esta etapa.

Aos meus pais, Ivanio e Zenaide, expresso minha mais profunda gratidão. Ao meu pai, agradeço por ter despertado em mim a curiosidade e a paixão pela área da elétrica, além de ser, para mim, exemplo de hombridade, fidelidade e caráter. À minha mãe, agradeço pelo amor incondicional, pelo cuidado desde os primeiros instantes da minha vida e por sempre me acolher com ternura, proteção e dedicação. À eles agradeço, por serem minha raiz, e meu alicerce.

Ao meu irmão Rafael, deixo meu agradecimento por sua amizade verdadeira, por seus conselhos e por sua serenidade e sabedoria, que tantas vezes me ajudaram a enfrentar os obstáculos da jornada com mais equilíbrio e confiança.

À minha noiva, Maria Isabelle, dedico um agradecimento especial e, também, este trabalho. Sua companhia foi fundamental em todos os momentos, especialmente nas etapas finais desta caminhada. Obrigado por ser minha inspiração, minha companheira e meu porto seguro; por me oferecer calma, serenidade e força; e por me motivar, diariamente, a buscar minha melhor versão.

Ao meu orientador, Professor Pedro Henrique Aquino Barra, manifesto minha sincera gratidão por ter me acolhido e conduzido este trabalho com paciência, disponibilidade e dedicação. Seus ensinamentos, orientações e contribuições foram essenciais para o desenvolvimento desta pesquisa e para o meu crescimento acadêmico.

*“Estuda. – Estuda com empenho. – Se tens de ser sal e luz, necessitas de ciência, de idoneidade. Ou julgas que, por seres preguiçoso e comodista, hás de receber ciência infusa?”*

(Escrivá, 1934)

## RESUMO

Este trabalho analisa o impacto da alocação de sistemas de armazenamento de energia em baterias em redes de distribuição com geração distribuída, comparando as estratégias centralizada e distribuída quanto à mitigação de violações de tensão. O estudo modela, em ambiente computacional, um circuito de distribuição em baixa tensão com geração fotovoltaica distribuída, cargas monofásicas e perfis temporais representativos de consumo e geração. Para isso, integra simulações quase-estáticas em séries temporais desenvolvidas em Python ao software OpenDSS e formula um problema de otimização com variáveis discretas e contínuas, resolvido por um algoritmo genético. A função objetivo busca minimizar indicadores de transgressão de tensão em regime permanente, além de considerar restrições técnicas associadas ao porte e à alocação dos sistemas de armazenamento. Os resultados mostram que a inserção da geração distribuída sem armazenamento agrava o desempenho elétrico da rede, elevando a ocorrência de sobretensões e ampliando os índices de violação. A estratégia centralizada reduz de forma expressiva esses problemas, eliminando transgressões críticas e diminuindo significativamente as transgressões precárias, mas mantém violações residuais. Já a estratégia distribuída apresenta desempenho superior, eliminando integralmente as violações nos arranjos avaliados e promovendo suporte de tensão mais homogêneo ao longo do alimentador. Observa-se, contudo, que o aumento sucessivo do número de baterias não produz ganhos proporcionais, indicando retornos marginais decrescentes. Conclui-se que o armazenamento distribuído se mostra mais eficaz para garantir conformidade dos níveis de tensão, enquanto a solução centralizada oferece melhoria relevante com menor porte instalado.

**Palavras-chave:** sistemas de distribuição; geração distribuída; armazenamento de energia em baterias; qualidade de tensão; otimização.

## ABSTRACT

This work analyzes the impact of battery energy storage allocation in distribution networks with distributed generation, comparing centralized and distributed strategies in terms of voltage violation mitigation. The study models a low-voltage distribution feeder with distributed photovoltaic generation, single-phase loads, and representative time-varying demand and generation profiles. To do so, it integrates quasi-static time-series simulations developed in Python with OpenDSS and formulates an optimization problem with discrete and continuous decision variables, solved through a genetic algorithm. The objective function seeks to minimize steady-state voltage violation indicators while considering technical constraints related to the size and placement of the storage systems. The results show that the insertion of distributed generation without storage worsens the electrical performance of the network, increasing the occurrence of overvoltages and expanding the violation indexes. The centralized strategy significantly reduces these problems, eliminating critical violations and substantially decreasing precarious violations, although residual violations remain. In contrast, the distributed strategy presents superior performance, fully eliminating the violations in the evaluated arrangements and providing more homogeneous voltage support along the feeder. However, the results also indicate that progressively increasing the number of batteries does not lead to proportional gains, which suggests diminishing marginal returns. It is concluded that distributed storage is more effective in ensuring voltage compliance, whereas the centralized solution provides relevant improvement with lower installed capacity.

**Keywords:** distribution systems; distributed generation; battery energy storage; voltage quality; optimization.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Representação da topologia tradicional do sistema de energia.....	18
Figura 2 - Representação de um circuito de distribuição radial .....	23
Figura 3 - Diagrama unifilar simplificado do circuito.....	31
Figura 4 - Curvas definidas para a simulação: (a) carga de consumidores, (b) carga dos prosumidores, (c) geração em prosumidores e (d) carga de iluminação pública .....	34
Figura 5 - Curva de potência do sistema de armazenamento .....	34
Figura 6 - Codificação do indivíduo no AG .....	40
Figura 7 - Fluxograma do algoritmo genético implementado .....	46
Figura 8 - Perfil das tensões máximas e mínimas no cenário S0 .....	50
Figura 9 - Heatmap das tensões das barras no cenário S0.....	50
Figura 10 - Ranking das barras com maiores percentuais de transgressão em S0 .....	51
Figura 11 - Perfil das tensões máximas e mínimas no cenário S1 .....	52
Figura 12 - Ranking das barras com maiores percentuais de transgressão em S1 .....	52
Figura 13 - Heatmap de severidade das transgressões no cenário S1 .....	53
Figura 14 - Convergência do AG para o cenário S2(estratégia centralizada) .....	54
Figura 15 - Ranking das barras com maiores percentuais de transgressão em S2 .....	55
Figura 16 - Perfis de tensão mínima dos cenários S1 e S2.....	56
Figura 17 – Heatmap de severidade das transgressões no cenário S2.....	56
Figura 18 - Convergência do AG para o cenário S3-A .....	58
Figura 19 - Heatmap de severidade das transgressões no cenário S3-a .....	59
Figura 20 - Convergência do AG para o cenário S3-B.....	60
Figura 21 - Heatmap de severidade das transgressões no cenário S3-b .....	60
Figura 22 - Convergência do AG para o cenário S3-c .....	61
Figura 23 - Heatmap de severidade das transgressões no cenário S3-c .....	62
Figura 24 - Gráficos das tensões mínimas dos subcasos S3a, S3b e S3c .....	62
Figura 25 - Perfil diário da potência ativa total do alimentador .....	64
Figura 26 - Perfil diário da potência aparente total do alimentador .....	64
Figura 27 – DRP Total e DRC Total dos cenários simulados .....	65
Figura 28 - Gráficos das tensões mínimas dos cenários simulados.....	67

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Conceitos-chave formalizados pela lei 14.300/2022.....	20
Tabela 2 – Categorização da MMGD conforme a REN 1.059/2023 e a Lei 14.300/2022.....	21
Tabela 3 - Parâmetros do transformador de distribuição.....	31
Tabela 4 - Parâmetros dos cabos utilizados.....	32
Tabela 5 - Parâmetros resistivos e reativos da linhas.....	32
Tabela 6 - Parâmetros dos geradores fotovoltaicos.....	32
Tabela 7 - Cargas do circuito simulado.....	33
Tabela 8 - Faixas de classificação da tensão de atendimento em pontos de conexão de 127V	38
Tabela 9 - Parâmetros utilizados no Algoritmo Genético.....	44
Tabela 10 - Cenários de execução e seus parâmetros.....	48
Tabela 11 - Resumo do cenário S0.....	49
Tabela 12 - Resumo do cenário S1.....	51
Tabela 13 - Resumo do cenário S2.....	54
Tabela 14 - Resumo das melhores soluções dos arranjos distribuídos.....	57
Tabela 15 - Indivíduo gerado pela otimização do AG para $NBAT = 2$ .....	58
Tabela 16 - Indivíduo gerado pela otimização do AG para $NBAT = 3$ .....	59
Tabela 17 - Indivíduo gerado pela otimização do AG para $NBAT = 5$ .....	61
Tabela 18 - Comparação global entre os cenários simulados.....	64

## Sumário

<b>AGRADECIMENTOS</b> .....	<b>6</b>
<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	<b>14</b>
1.1 Contextualização.....	14
1.2 Justificativa .....	15
1.3 Objetivos.....	16
1.4 Estrutura do trabalho.....	17
<b>2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b> .....	<b>18</b>
2.1 Recursos Energéticos Distribuídos (REDs).....	18
2.2 Geração Distribuída (GD).....	19
2.2.1 Aspectos regulatórios sobre GD no Brasil.....	19
2.2.2 Impactos Técnicos da Geração Distribuída nos sistemas de distribuição.....	22
2.3 Sistemas de Armazenamento de Energia .....	25
2.3.1 Características Eletroquímicas das Baterias .....	26
2.3.2 Modelagem do Armazenamento de Energia em Sistemas de Distribuição .....	26
2.3.3 Estratégias de Alocação: Centralizada e Distribuída.....	28
<b>3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS E FORMULAÇÃO DO PROBLEMA</b>	
<b>30</b>	
3.1 Caracterização do Sistema Elétrico em Estudo .....	30
3.2 Metodologia de Simulação e Modelagem do Sistema de Armazenamento de Energia.....	35
3.3 Indicadores de Qualidade de Tensão .....	37
3.3.1 Definição matemática dos indicadores e significado físico .....	38
3.3.2 Agregação dos indicadores por barra e por fase .....	39
3.4 Formulação do Problema de Otimização e Algoritmo Genético Aplicado.....	39
3.4.1 Variáveis de decisão e domínios.....	40
3.4.2 Função objetivo.....	41
3.4.3 Restrições e tratamento de inviabilidade.....	42
3.4.4 Justificativa para o uso do Algoritmo Genético .....	42
3.4.5 Operadores genéticos e parâmetros de execução .....	43
3.5 Metodologia de avaliação do indivíduo e acoplamento do algoritmo ao OpenDSS	

<b>4</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÃO</b> .....	<b>48</b>
<b>4.1</b>	<b>Organização dos experimentos e critérios de leitura</b> .....	<b>48</b>
<b>4.2</b>	<b>Resultados do caso-base e do impacto da geração distribuída</b> .....	<b>49</b>
<b>4.2.1</b>	<i>Caso-base sem GD e sem BESS (S0)</i> .....	<b>49</b>
<b>4.2.2</b>	<i>Inserção de GD sem armazenamento (S1)</i> .....	<b>51</b>
<b>4.3</b>	<b>Resultados da estratégia centralizada de armazenamento</b> .....	<b>53</b>
<b>4.3.1</b>	<i>Impacto técnico do BESS centralizado</i> .....	<b>55</b>
<b>4.3.2</b>	<i>Discussão do cenário centralizado</i> .....	<b>56</b>
<b>4.4</b>	<b>Resultados da estratégia distribuída de armazenamento</b> .....	<b>57</b>
<b>4.4.1</b>	<i>Resultado da otimização para S3-a (NBAT= 2)</i> .....	<b>58</b>
<b>4.4.2</b>	<i>Resultado da otimização para S3-b NBAT = 3</i> .....	<b>59</b>
<b>4.4.3</b>	<i>Resultado da otimização para S3-c NBAT = 5</i> .....	<b>61</b>
<b>4.4.4</b>	<i>Comparação entre os subcasos distribuídos</i> .....	<b>62</b>
<b>4.5</b>	<b>Análise comparativa dos cenários simulados</b> .....	<b>63</b>
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO</b> .....	<b>68</b>

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 Contextualização

A energia elétrica consolidou-se como um dos principais pilares para o desenvolvimento econômico e social, estando diretamente relacionada à qualidade de vida da população e à competitividade dos setores produtivos. Através dela, é possível viabilizar processos industriais, serviços, comunicação, saúde e educação. Nesse contexto, os sistemas de distribuição de energia desempenham papel essencial, pois são responsáveis por transportar a energia gerada até os consumidores finais, garantindo que o fornecimento atenda aos requisitos de confiabilidade, continuidade e qualidade.

Entretanto, os sistemas de distribuição enfrentam desafios crescentes em razão do aumento contínuo da demanda, da necessidade de redução de perdas técnicas e do atendimento a padrões mais elevados de qualidade de energia. Além disso, as transformações associadas à modernização das redes, a crescente presença de equipamentos eletrônicos e a busca por eficiência energética tornam o setor ainda mais complexo, exigindo novas soluções de planejamento e operação (El-Khattam; Salama, 2004). Esses fatores, aliados às preocupações ambientais globais, reforçam a necessidade de um setor elétrico mais eficiente, resiliente e sustentável.

Nesse cenário, a inserção dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) ganhou relevância nas últimas décadas. Tecnologias como a geração fotovoltaica, a eólica de pequena escala e os sistemas de armazenamento passaram a compor de forma mais significativa a matriz elétrica, promovendo benefícios como a redução de perdas na rede, o adiamento de investimentos em expansão e a diversificação da geração (IEA, 2025)

Ao mesmo tempo, a alta penetração de GD - especialmente fotovoltaica em baixa tensão - tende a alterar o perfil de tensão ao longo de alimentadores com elevada relação R/X, podendo intensificar sobretensões em períodos de alta irradiância e baixa carga e, em contrapartida, subtensões em condições de pico de demanda e ausência de geração.

Entre os REDs, os sistemas de armazenamento em baterias (Battery Energy Storage Systems - BESS) têm se destacado como uma das soluções mais promissoras para mitigar os impactos da variabilidade das fontes renováveis e garantir maior estabilidade aos sistemas de distribuição. Sua capacidade de atuar em diferentes escalas - desde correções instantâneas de tensão e frequência até o gerenciamento de energia em horizontes de curto e longo prazo - faz com que sejam ferramentas estratégicas para elevar a confiabilidade, a qualidade de energia e a flexibilidade operativa da rede (ALAhmad, 2023).

Diante disso, emergem duas principais estratégias de inserção dos sistemas de armazenamento: a centralizada, na qual o BESS é instalado em um único ponto do sistema, e a distribuída, na qual as baterias são alocadas em múltiplas unidades ao longo da rede. Cada abordagem apresenta vantagens e limitações — a centralização tende a simplificar a operação e reduzir custos de controle, enquanto a distribuição pode aumentar a resiliência, otimizar o perfil de tensão local e reduzir sobrecargas em alimentadores (Zhang; Shafiullah; Das; Wong, 2022). A escolha entre os modelos depende das características do sistema, dos objetivos técnicos e econômicos e das condições regulatórias.

Dessa forma, o presente trabalho se justifica pela necessidade de aprofundar a análise comparativa entre as estratégias de armazenamento centralizado e distribuído em sistemas de distribuição com REDs. A utilização de ferramentas computacionais como o Python e o OpenDSS permite simular cenários diversos e avaliar os impactos técnicos dessas estratégias sobre a rede, oferecendo subsídios para um planejamento mais eficiente, econômico e sustentável do setor elétrico.

## **1.2 Justificativa**

A modernização do setor elétrico tem sido impulsionada pela digitalização das redes, pela busca por sustentabilidade e pela crescente inserção de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs). Nesse contexto, estudos que investiguem a integração de novas tecnologias de suporte, como os sistemas de armazenamento, tornam-se relevantes tanto do ponto de vista científico quanto tecnológico. A compreensão de como essas soluções impactam a operação das redes de distribuição contribui para consolidar a transição energética em curso e fortalece a confiabilidade do fornecimento.

Apesar dos avanços, persistem lacunas e desafios que demandam investigação. As distribuidoras enfrentam dificuldades relacionadas ao aumento da complexidade operacional, ao gerenciamento de fluxos bidirecionais de potência e aos impactos da geração renovável intermitente sobre os perfis de tensão e perdas técnicas (Zhang; Shafiullah; Das; Wong, 2022). Além disso, a literatura ainda apresenta número limitado de análises comparativas que tratem especificamente das estratégias de alocação de armazenamento, sejam elas centralizadas ou distribuídas, especialmente quando avaliadas por simulações QSTS e métricas de violação de tensão.

Diante desse cenário, este trabalho busca contribuir ao fornecer uma análise prática baseada em simulações computacionais realizadas em Python com integração ao software

OpenDSS. Através dessa abordagem, pretende-se avaliar diferentes cenários de armazenamento centralizado e distribuído, mensurando indicadores técnicos como perdas elétricas, qualidade do perfil de tensão e eficiência do sistema. Assim, espera-se oferecer um arcabouço metodológico que sirva de referência para futuras investigações e aplicações.

Por fim, destaca-se a importância prática e acadêmica deste estudo. Do ponto de vista científico, a pesquisa contribui para o avanço do conhecimento em planejamento e operação de sistemas de distribuição modernos. Já no âmbito prático, os resultados obtidos podem auxiliar concessionárias e órgãos reguladores na tomada de decisão quanto às melhores estratégias de inserção de baterias, otimizando investimentos e promovendo maior eficiência e confiabilidade na rede elétrica.

Como delimitação, as análises são realizadas para um circuito e perfis temporais específicos, considerando um horizonte de simulação definido e uma política de operação do BESS estabelecida. Não são considerados, nesta etapa, efeitos detalhados de degradação do armazenamento e incertezas estocásticas dos perfis, sendo tais aspectos indicados como possibilidades de extensão.

### **1.3 Objetivos**

O objetivo geral deste trabalho é comparar o impacto da alocação de sistemas de armazenamento de energia em baterias, considerando as estratégias centralizada e distribuída em redes de distribuição. Para isso, serão utilizadas simulações em séries temporais (QSTS) realizadas em Python com integração ao software OpenDSS, e um procedimento de otimização por Algoritmo Genético, visando minimizar violações de tensão quantificadas por indicadores DRP e DRC. Para atingir esse objetivo, foram definidos os seguintes objetivos específicos:

- Modelar o circuito de distribuição no OpenDSS, incluindo linhas, transformador, cargas e geração distribuída, com perfis temporais representativos;
- Implementar simulações QSTS e coletar as tensões por barra/fase ao longo do período simulado;
- Formular um problema de otimização com variáveis discretas (barras candidatas) e contínuas (dimensionamento do BESS), com restrições técnicas e orçamentárias;
- Implementar um Algoritmo Genético acoplado ao OpenDSS para avaliação de indivíduos por simulação;

- Comparar quantitativamente as soluções obtidas para armazenamento centralizado e distribuído, destacando vantagens, limitações e trade-offs.

Esses objetivos estão alinhados às necessidades atuais de pesquisas aplicadas em planejamento e operação de sistemas de distribuição, especialmente no contexto de redes inteligentes e da inserção crescente de REDs. Assim, o estudo pretende fornecer evidências que contribuam tanto para o avanço acadêmico quanto para aplicações práticas no setor elétrico.

#### **1.4 Estrutura do trabalho**

Este trabalho está estruturado em capítulos que seguem uma sequência lógica, de forma a conduzir o leitor desde a fundamentação teórica até a apresentação e discussão dos resultados. Cada capítulo foi elaborado de modo a tratar aspectos específicos do estudo, permitindo uma compreensão clara e progressiva da pesquisa realizada.

No Capítulo 2 apresenta-se a fundamentação teórica, abordando conceitos sobre sistemas de distribuição, geração distribuída, REDs e sistemas de armazenamento. O Capítulo 3 descreve a metodologia utilizada, incluindo o desenvolvimento do script em Python, a modelagem dos cenários, a formulação do problema e a integração com o OpenDSS. No Capítulo 4 são apresentados e discutidos os resultados obtidos nas simulações, incluindo a comparação entre armazenamento centralizado e distribuído. Por fim, o Capítulo 5 traz as conclusões do trabalho, contribuições e sugestões para pesquisas futuras.

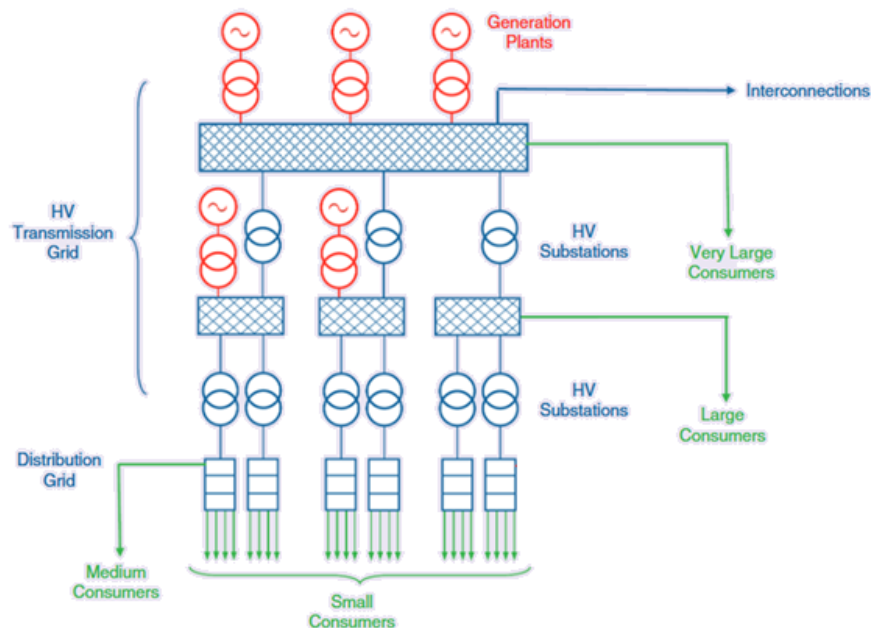
## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo consolida os conceitos necessários para compreender o problema tratado: a expansão de REDs, em especial a geração distribuída fotovoltaica, altera perfis de tensão em redes radiais de distribuição; por sua vez, sistemas de armazenamento em baterias podem atuar como recurso de flexibilidade para mitigar violações de tensão. Por fim, discute-se como a escolha entre alocação centralizada e distribuída influencia a efetividade técnica dessas soluções, preparando o terreno para a modelagem e otimização apresentadas no Capítulo 3.

### 2.1 Recursos Energéticos Distribuídos (REDs)

Os Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) têm se consolidado como elementos centrais da modernização do setor elétrico, em função de sua capacidade de transformar a forma como a energia elétrica é gerada, armazenada e consumida. Diferentemente do paradigma tradicional, *trickling-down*, onde a energia gerada em grandes usinas flui para os consumidores finais após ter seu nível de tensão reduzido sucessivas vezes, os REDs apresentam-se como soluções de geração, armazenamento, etc. conectadas diretamente às redes de distribuição, que por sua vez tornam a rede mais dinâmica, com fluxos que podem se tornar bidirecionais (Perez-Arriaga, 2016). A figura 1 apresenta o paradigma tradicional, onde a energia possui um fluxo unidirecional, saindo das grandes centrais geradoras em direção aos consumidores.

Figura 1 - Representação da topologia tradicional do sistema de energia



Fonte: (Perez-Arriaga, 2016, p. 43)

A expansão dos REDs está associada a fatores como a redução dos custos das tecnologias renováveis, a crescente preocupação com os impactos ambientais e a busca por maior confiabilidade no suprimento de energia. Nesse sentido, esses recursos desempenham papel essencial na transição energética, ao promoverem a descarbonização, a descentralização e a digitalização do sistema elétrico (Castro; Gouvêa; Moszkowicz, 2017). Além de contribuírem para a diversificação da matriz, eles possibilitam novos serviços e modelos de negócios, como a mobilidade elétrica, a geração fotovoltaica em pequena escala, os sistemas de armazenamento de energia e o gerenciamento ativo do consumo.

Assim, os REDs não apenas complementam as formas tradicionais de geração, mas também impõem novos desafios técnicos, regulatórios e econômicos às distribuidoras de energia, que passam a atuar não apenas como operadoras de rede, mas como integradoras de sistemas mais complexos e dinâmicos.

Do ponto de vista de engenharia de distribuição, o efeito mais crítico dessa transição é que decisões antes concentradas (no nível de subestação) passam a depender fortemente do comportamento local das barras do alimentador, especialmente em baixa tensão. Assim, a avaliação técnica de REDs requer análises temporais do perfil de carga e geração e métricas que quantifiquem a qualidade de tensão ao longo do dia.

## **2.2 Geração Distribuída (GD)**

Nesse cenário, a geração distribuída (GD) configura-se como uma das principais manifestações dos Recursos Energéticos Distribuídos. Enquanto os REDs abrangem um conjunto amplo de tecnologias voltadas à geração, ao armazenamento e ao gerenciamento da energia elétrica, a GD designa os elementos produtores de energia de pequeno porte, em sua maioria instalados próximos aos terminais consumidores da rede de distribuição. Comumente associados a um modelo de geração independente e com alto potencial de crescimento impulsionado por serem compactas, sustentáveis e de fácil acesso, permitindo assim que consumidores passem desempenhar o papel de agentes geradores (El-Khattam; Salama, 2004; Machado, 2024).

### ***2.2.1 Aspectos regulatórios sobre GD no Brasil***

No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) desempenha um papel crucial na regulamentação da geração distribuída, para as quais o órgão estabeleceu condições e normativas que visam padronizar e garantir o acesso de GD de modo estruturado.

A primeira normativa a abordar de forma direta sobre o tópico da geração distribuída foi REN 482/2012 a qual estabeleceu as “condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.”. Através da normativa, a Agência, definiu microgeração distribuída, projetos com potência instalada menor que 100 kW e minigeração distribuída, as instalações com potência de geração entre 100 kW e 1 MW, as quais devem utilizar como fontes com base em energia hidráulica, eólica, biomassa.(ANEEL, 2012; Ferreira, 2022). Ressalta-se que os limites de potência associados às definições de micro e minigeração foram atualizados ao longo do tempo. Assim, para evitar ambiguidades, este trabalho utiliza as definições vigentes estabelecidas no marco legal mais recente (Lei nº 14.300/2022) para classificar MMGD, mantendo a REN 482/2012 como referência histórica.

Em 2022, o então presidente da república, Jair Messias Bolsonaro, sancionou a lei nº 14.300 de 2022, a qual instituiu o marco regulatório da microgeração e minigeração distribuída, Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social(PERS). Até sua promulgação, o setor operava sob normativos infralegais da Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil, 2022)

A criação de um vocabulário legal unificado é um dos pilares estratégicos da Lei 14.300/2022. Ao estabelecer definições claras para os diferentes tipos e modalidades de geração distribuída, a legislação eliminou ambiguidades e criou uma base sólida para a aplicação consistente das novas regras de conexão, compensação e tarifação em todo o território nacional. A seguir, são apresentados os conceitos-chave formalizados pela lei:

Tabela 1 - Conceitos-chave formalizados pela lei 14.300/2022

<b>Conceito</b>	<b>Descrição Legal - Lei 14.300/2022</b>
Microgeração Distribuída	Central geradora de energia elétrica com potência instalada, em corrente alternada, menor ou igual a 75 kW (setenta e cinco quilowatts).
Minigeração Distribuída	Central geradora de <b>energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada</b> com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW (ou 3 MW para fontes não despacháveis, como a solar).
SCEE (Sistema de Compensação de Energia Elétrica)	Sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída é cedida à distribuidora local <b>a título de empréstimo gratuito</b> e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa.

Autoconsumo Local	Modalidade na qual a energia é gerada e consumida na mesma unidade consumidora.
Autoconsumo Remoto	Caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma pessoa física ou jurídica, incluídas matriz e filiais, que possua unidade consumidora com geração distribuída em local diferente das unidades que receberão o excedente.
Geração Compartilhada	Modalidade caracterizada pela reunião de consumidores por meio de consórcio ou cooperativa, com atendimento de todas as unidades consumidoras pela <b>mesma distribuidora</b> , para geração em local distinto das unidades consumidoras.

Fonte: Adaptado da Lei 14.300/2022.

A principal alteração introduzida pela Lei nº 14.300/2022 diz respeito à forma de compensação da energia elétrica no âmbito do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). O modelo conhecido como “compensação um para um”, no qual o consumidor-gerador deixava de pagar integralmente os encargos associados ao uso da rede de distribuição, foi gradualmente substituído por um regime que prevê a remuneração da infraestrutura elétrica, por meio da cobrança da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – Fio B (TUSD Fio B), buscando promover maior equidade entre os usuários da rede e garantir a sustentabilidade financeira das distribuidoras (Brasil, 2022).

Para viabilizar a transição entre os regimes, a legislação estabeleceu regras diferenciadas conforme a data de solicitação de acesso à rede, criando três categorias distintas de geração distribuída (GD I, GD II e GD III).

Tabela 2 – Categorização da MMGD conforme a REN 1.059/2023 e a Lei 14.300/2022

<b>Categoria</b>	<b>Definição e enquadramento</b>	<b>Regra de Faturamento (Compensação)</b>
GD I - Direito Adquirido	Unidades conectadas ou com solicitação de orçamento protocolada até 07/01/2022; OU protocoladas entre 08/01/2022 e 07/01/2023	Compensação integral dos componentes tarifários até 2045
GD II – Regra Geral Pós-Lei	Unidades com solicitação de acesso protocoladas após 08/01/2023, não enquadradas como GD III	Cobrança gradual do TUSD <sub>FIOB</sub> . 15% em 2023 evoluindo até 90% em 2028
GD III – Regra Específica	Unidades com solicitação de acesso posterior a 08/01/2023, categorizadas como Minigeração (>	Cobrança integral do TUSD <sub>FIOB</sub> (100%) + 40% da TUSD <sub>FIOA</sub> + taxa de fiscalização dos serviços de

500 kW), não despacháveis, nas modalidades:	energia elétrica(TFSEE) + encargo para pesquisa e desenvolvimento(P&D)
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Autoconsumo Remoto;</li> <li>• Geração Compartilhada, na qual um beneficiário detém <math>\geq</math> 25% do excedente.</li> </ul>	

Fonte: Adaptado da Lei 14.300/2022 e da REN 1.059/2023

Além das mudanças no faturamento, a Resolução Normativa nº 1.059/2023 trouxe avanços significativos no processo de conexão dos sistemas de micro e minigeração distribuída(MMGD). Destaca-se a exigência da Garantia de Fiel Cumprimento para projetos de minigeração acima de 500 kW, mecanismo que visa reduzir a especulação por capacidade de rede e assegurar que apenas projetos com efetiva intenção de implantação avancem no processo de acesso. A padronização dos procedimentos e formulários de solicitação de conexão também contribui para maior transparência, previsibilidade e uniformidade regulatória em todo o território nacional (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2023).

Outra mudança relevante refere-se à gestão dos créditos de energia. O novo marco regulatório estabeleceu um prazo máximo de validade de 60 meses para utilização dos créditos, além de priorizar o consumo dos créditos mais antigos e vedar expressamente qualquer forma de comercialização desses excedentes, reforçando o caráter do SCEE como um mecanismo de compensação voltado ao consumo próprio, e não à formação de um mercado paralelo de energia elétrica (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2023).

Embora o marco regulatório trate principalmente de acesso e compensação, a expansão acelerada da MMGD impacta diretamente a operação das redes de distribuição. Em baixa tensão, esses impactos aparecem principalmente como alterações no perfil de tensão, fluxo reverso e solicitações adicionais sobre ativos da rede, motivando a necessidade de estudos técnicos com simulação temporal e métricas de qualidade de energia.

### ***2.2.2 Impactos Técnicos da Geração Distribuída nos sistemas de distribuição***

A crescente expansão da Geração Distribuída no Brasil, associada as mudanças regulatórias promovidas pela Lei 14.300/2022 e pela REN 1.059/2023 bem como à queda no custo de implantação da MMGD, representou um ponto de inflexão fundamental na engenharia de sistemas de potência, transformando a estrutura historicamente unidirecional dessas redes em sistemas complexos de fluxo bidirecional. Esta transformação, embora acarrete benefícios

significativos em relação à sustentabilidade e eficiência energética, introduz desafios técnicos substanciais, incluindo:

- a) alteração do perfil de tensão;
- b) fluxo reverso e sobrecarga de ativos;
- c) flutuações rápidas de tensão associadas à variabilidade da geração;
- d) maior complexidade de coordenação e proteção.

Um dos impactos mais críticos da alta penetração de geração distribuída (GD) é a alteração do perfil de tensão ao longo dos alimentadores.

No cenário convencional, a circulação de corrente associada ao consumo de potência aparente pelas cargas, definida como  $S_{load} = P_{load} + jQ_{load}$  provoca quedas de tensão progressivas ao longo do circuito, consequência direta das perdas ôhmicas e reativas associadas à impedância das linhas.

A inserção de Geração Distribuída (GDs) altera substancialmente esse comportamento. Ao injetarem potência ativa e, eventualmente, potência reativa no sistema, representadas por  $S_{RED} = P_{RED} \pm jQ_{RED}$  as GDs modificam o balanço local de potência, resultando em um fluxo líquido no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) dado por

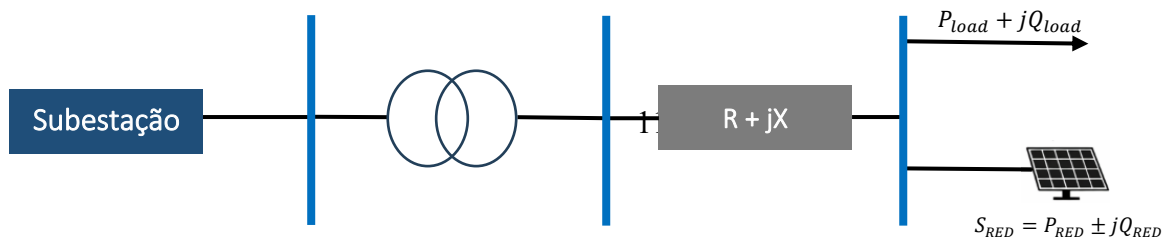
$$S_{PAC} = S_{RED} - S_{load} \quad (1)$$

Essa alteração no sentido e na magnitude do fluxo de potência reflete diretamente no perfil de tensão do alimentador, cuja variação passa a depender não apenas da demanda das cargas, mas também da potência injetada pelos GDs e das características elétricas da rede.

Do ponto de vista elétrico, a variação de tensão entre o secundário do transformador de distribuição, cuja tensão é denotada por  $V_T$ , e o PAC, cuja tensão é  $V_{PAC}$ , está associada à corrente que circula nesse trecho do alimentador,  $I_{PAC}$ , e à impedância da linha, composta pela resistência  $R$  e pela reatância  $X$ . Essa relação pode ser expressa, em forma fasorial, por:

$$\overline{V_{PAC}} = \overline{V_{RT}} + (R + jX)\overline{I_{PAC}} \quad (2)$$

Figura 2 - Representação de um circuito de distribuição radial



Fonte: Autoria própria

A corrente  $I_{PAC}$  está diretamente relacionada à potência complexa que flui pelo ponto de conexão, podendo ser escrita como:

$$\overline{I}_{PAC} = \frac{P_{PAC} - jQ_{PAC}}{\overline{V}_{PAC}^*} \quad (3)$$

A substituição dessa expressão na equação da tensão resulta em uma relação não linear e complexa entre tensão, potência ativa e potência reativa. Entretanto, uma característica física relevante dos sistemas de distribuição permite uma simplificação importante: diferentemente das linhas de transmissão, os alimentadores de distribuição apresentam valores relativamente elevados de resistência em comparação à reatância, resultando em uma razão  $X/R$  tipicamente baixa.

Como consequência, o ângulo de defasagem entre os vetores de tensão  $V_{RT}$  e  $V_{PAC}$  é pequeno, possibilitando a aproximação de que ambos possuem praticamente a mesma fase. Sob essa hipótese, a equação vetorial pode ser reduzida a uma forma algébrica aproximada, amplamente empregada em estudos de regulação de tensão em redes de distribuição:

$$V_{PAC} \approx V_{RT} + \frac{R \cdot P_{PAC} + X \cdot Q_{PAC}}{V_{PAC}} \quad (4)$$

Essa expressão evidencia de forma clara os mecanismos físicos responsáveis pelas variações de tensão associadas à inserção de GDs. Ao considerar, para fins de análise, a ausência de carga local e isolar apenas o efeito da geração distribuída, a variação de tensão no ponto de conexão pode ser escrita como:

$$\Delta V_{PAC} = \frac{R \cdot P_{RED} + X \cdot Q_{RED}}{V_{PAC}} \quad (5)$$

Nos sistemas de distribuição, a resistência das linhas exerce papel dominante na variação de tensão. Como a maioria das GDs — em especial os sistemas fotovoltaicos — opera priorizando a injeção de potência ativa, o termo  $R \cdot P_{RED}$  torna-se o principal responsável pela elevação de tensão no PAC.

Essa relação explica por que sistemas fotovoltaicos, que injetam predominantemente potência ativa em horários de alta irradiância, tendem a elevar a tensão em trechos com alta resistência equivalente. Em baixa tensão, onde  $R$  é relativamente alto, o fenômeno torna-se mais intenso nas extremidades do alimentador.

Por um lado, têm-se que em momentos de alta geração e baixa demanda a tensão pode elevar-se à valores superiores aos limites suportados por equipamentos elétricos, e por outro lado, a introdução de novas cargas, como veículos elétricos, e a ausência de geração solar à

noite podem levar a afundamentos de tensão (subtensão) nos pontos mais distantes do transformador.

Nesse contexto, um BESS pode atuar como recurso de flexibilidade local: carregando (absorvendo potência ativa) nos horários de excesso de geração para reduzir sobretensões e descarregando em períodos de maior demanda para aliviar subtensões e reduzir carregamentos em trechos críticos.

Além dos efeitos associados às variações de tensão, a operação com altos níveis de penetração de fontes renováveis distribuídas impacta diretamente o carregamento e a vida útil dos ativos da rede de distribuição. O fluxo de potência reverso e a elevada variabilidade da geração podem provocar sobrecargas em condutores e transformadores, que passam a operar próximos ou acima de seus limites térmicos em períodos de pico de geração solar. Adicionalmente, a atuação frequente de equipamentos convencionais de controle de tensão, como os reguladores de tap sob carga (OLTC), na tentativa de mitigar as flutuações de tensão decorrentes da intermitência da geração fotovoltaica, resulta em um número excessivo de comutações. Esse comportamento acelera o desgaste mecânico desses dispositivos e contribui para a redução de sua vida útil, comprometendo a confiabilidade e os custos de operação do sistema (Razavi; Rahimi; Javadi; Nezhad; Lotfi; Shafie-khah; Catalão, 2019);

### **2.3 Sistemas de Armazenamento de Energia**

Ao analisar a bibliografia levantada para este estudo, observa-se que os Sistemas de Armazenamento de Energia (ESS) são categorizados de acordo com a forma como a energia é convertida e mantida. A literatura classifica essas tecnologias em cinco grandes grupos: mecânicos (como usinas hidrelétricas reversíveis e volantes de inércia), térmicos, elétricos (supercapacitores), químicos (como o hidrogênio) e eletroquímicos. Essa diversidade tecnológica é fundamental para cobrir as lacunas temporais e geográficas entre a oferta e a demanda de energia, permitindo aplicações que vão desde a estabilidade momentânea da rede até o armazenamento sazonal (Alves, 2020).

Para situações onde-se faz necessário armazenamento excessivo de energia, destacam-se tecnologias como o Armazenamento Hidrelétrico por Bombeamento (em inglês Pumped Hydro Storage – PHS) e o Armazenamento de energia em ar comprimido (em inglês Compressed Air Energy Storage - CAES). Apesar de apresentarem um forte potencial de armazenamento energético apresentam fortes limitações geográficas e estruturais, as quais inviabilizam a sua associação com a geração distribuída.

Como alternativa para aplicações relacionadas a GD, os sistemas de armazenamento baseados em baterias (Battery Energy Storage Systems – BESS) assumem papel de destaque devido à sua flexibilidade, modularidade e capacidade de resposta rápida. O BESS é considerado um componente essencial para aumentar a despachabilidade, flexibilidade operacional da GD e a mitigação dos impactos técnicos produzidos pelas GDs, contribuindo para a integração eficiente de fontes renováveis intermitentes (Alves, 2020)

Neste trabalho, o armazenamento é tratado como um recurso eletroquímico do tipo BESS, por sua compatibilidade com aplicações distribuídas em baixa tensão. O foco é a influência do dimensionamento (potência e capacidade energética) e da localização do BESS sobre perfis de tensão ao longo do tempo, mantendo o modelo suficientemente simples para permitir simulações QSTS e otimização.

### ***2.3.1 Características Eletroquímicas das Baterias***

No contexto de armazenamento estacionário, há diversas tecnologias eletroquímicas. Para fins de planejamento e estudos QSTS em redes de distribuição, essas tecnologias diferenciam-se principalmente por parâmetros agregados que impactam a modelagem: (i) eficiência de ciclo, (ii) densidade energética/volumétrica, (iii) vida útil/ciclos e (iv) restrições operacionais e de segurança. Em aplicações distribuídas, baterias Li-ion têm predominado pela alta eficiência e capacidade de resposta rápida, enquanto chumbo-ácido permanece relevante em nichos por custo e maturidade; tecnologias como NaS tendem a ser associadas a aplicações estacionárias de maior porte.

Para os objetivos deste trabalho, as diferenças eletroquímicas são relevantes principalmente por impactarem parâmetros de modelagem, como eficiência de ciclo, limites de potência e capacidade energética e restrições operativas de SoC. Assim, a comparação entre alocação centralizada e distribuída é conduzida a partir desses parâmetros elétrico-energéticos, sem aprofundar efeitos de degradação, envelhecimento e modelos eletroquímicos detalhados.

### ***2.3.2 Modelagem do Armazenamento de Energia em Sistemas de Distribuição***

A representação computacional precisa dos sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS) assume um papel central na análise de redes de distribuição modernas, uma vez que as características operacionais de carga e descarga desses dispositivos alteram a dinâmica do fluxo de potência e influenciam diretamente o cálculo das perdas técnicas do sistema. Em cenários marcados pela alta penetração de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs), a simulação adequada torna-se imprescindível para identificar e mitigar problemas como o fluxo reverso e a elevação de tensão nos pontos de conexão, garantindo que os níveis

de tensão permaneçam dentro dos limites normativos e assegurando a confiabilidade operacional da rede.

Do ponto de vista da modelagem elétrica para estudos de fluxo de carga, o BESS não deve ser tratado apenas como uma fonte de tensão ou corrente estática, mas sim como um elemento ativo e bidirecional de conversão de potência. A literatura técnica define esse equipamento como uma unidade composta que integra o banco de baterias propriamente dito e o sistema de condicionamento de potência (inversor e filtro). Em simulações de regime permanente, o armazenamento é tipicamente modelado como uma carga de potência constante durante os períodos de carregamento (absorvendo potência ativa da rede) e como um gerador síncrono ou estático durante a descarga (injetando potência ativa), respeitando as limitações de sua potência nominal e a eficiência do processo de conversão.

Diferentemente de geradores convencionais ou fontes renováveis estocásticas, a modelagem do BESS introduz uma dependência temporal crítica entre os intervalos de simulação, regida pelo Estado de Carga (*State of Charge* – SoC). O SoC representa a quantidade de energia disponível na bateria em um determinado instante e depende diretamente do histórico de operação nos instantes anteriores. Consequentemente, a análise de sistemas com armazenamento não pode se limitar a estudos de fluxo de potência instantâneo (*snapshot*); faz-se necessária a utilização de simulações de Séries Temporais Quase-Estáticas (QSTS). Essa abordagem permite avaliar a evolução do SoC ao longo de um horizonte de tempo (diário ou semanal), garantindo que as restrições físicas de capacidade de energia (kWh) sejam respeitadas e que o dispositivo não opere fora de seus limites operativos.

A modelagem matemática deve, portanto, incorporar as estratégias de despacho e controle que definem quando e quanto o sistema deve carregar ou descarregar. Essas estratégias podem variar desde lógicas simples, como o seguimento de carga (*load following*) e a arbitragem temporal (carregar fora de ponta e descarregar na ponta), até controles mais complexos baseados em gatilhos de tensão ou otimização econômica. A definição correta do modo de despacho no modelo computacional é determinante para observar os benefícios sistêmicos do BESS, tais como o corte de pico (*peak shaving*), o suporte de tensão e o alívio de carregamento em transformadores. Essas premissas asseguram que os resultados obtidos em softwares de simulação, como o OpenDSS, reflitam com fidedignidade o comportamento físico das baterias e o seu impacto real na qualidade da energia da rede de distribuição.

Para fins de simulação em regime permanente com QSTS, adota-se:

- a) representação do BESS como elemento bidirecional com limite de potência ativa (kW) e capacidade energética (kWh);

- b) atualização temporal do SoC com base na potência de carga/descarga;
- c) despacho definido por uma curva/perfil diário (política operacional fixa), permitindo comparar alocação e dimensionamento sob condições operativas controladas;
- d) ausência de modelagem explícita de degradação e dinâmica eletroquímica;
- e) operação de reativos/fator de potência conforme parametrização adotada no simulador.

### ***2.3.3 Estratégias de Alocação: Centralizada e Distribuída***

A eficácia dos sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS) na mitigação dos impactos causados pela alta penetração de geração distribuída não depende apenas da tecnologia eletroquímica ou do modelo de controle adotado, mas fundamentalmente de sua localização e dimensionamento na rede elétrica. A literatura técnica classifica as estratégias de alocação em duas categorias principais: a abordagem centralizada e a abordagem distribuída. A escolha entre essas configurações influencia diretamente a capacidade do sistema em corrigir transgressões de tensão, e postergar investimentos em infraestrutura, sendo uma decisão crítica no planejamento da operação de redes modernas.

No escopo deste trabalho, define-se como alocação centralizada a instalação de um único BESS (uma barra de conexão) com potência e capacidade determinadas, enquanto a alocação distribuída corresponde à instalação de múltiplas unidades em barras distintas do alimentador, respeitando um orçamento global de potência/capacidade. Essa definição permite comparar as estratégias sob o mesmo critério de recursos instalados.

A estratégia de alocação centralizada caracteriza-se pela instalação de grandes bancos de baterias em pontos estratégicos da rede, frequentemente nas subestações ou no início dos alimentadores principais. Esta configuração apresenta vantagens operacionais significativas, como a simplificação dos sistemas de controle, facilidade de manutenção e economias de escala relacionadas ao custo por kWh instalado. Do ponto de vista sistêmico, o armazenamento centralizado é eficaz para o nivelamento de carga global (**peak shaving**), alívio de carregamento no transformador da subestação e fornecimento de serviços ancilares ao sistema de transmissão. No entanto, em circuitos de distribuição com topologia radial extensa, a atuação de uma única unidade centralizada pode ter alcance limitado para corrigir violações de tensão nas extremidades da rede, onde a impedância dos condutores atenua o efeito da injeção ou absorção de potência.

Em contrapartida, a estratégia de alocação distribuída consiste na dispersão de múltiplas unidades de armazenamento de menor porte ao longo do alimentador, podendo estar conectadas aos transformadores de distribuição, postes ou diretamente nas unidades consumidoras. Esta abordagem permite uma atuação mais cirúrgica sobre os problemas locais de qualidade de energia, combatendo sobretensões causadas pelo fluxo reverso da geração fotovoltaica exatamente onde elas ocorrem. Estudos indicam que a distribuição espacial dos BESS favorece a uniformidade do perfil de tensão e reduz as perdas elétricas de forma mais eficiente do que soluções concentradas, uma vez que a energia é armazenada e consumida mais próxima dos pontos de demanda e geração. Contudo, essa descentralização eleva a complexidade da coordenação e controle, exigindo infraestrutura de comunicação mais robusta para evitar conflitos operacionais entre as unidades dispersas.

A comparação entre essas duas filosofias de alocação não deve buscar uma superioridade absoluta, mas sim a adequação às características específicas de cada alimentador e aos objetivos da concessionária. Enquanto a centralização oferece robustez e simplicidade para o gerenciamento de fluxo de potência na cabeça do alimentador, a distribuição oferece resiliência e correção de tensão capilarizada. A literatura aponta que, em cenários de alta penetração de recursos energéticos distribuídos (REDs), a capacidade de hospedagem da rede pode ser significativamente ampliada através de uma alocação criteriosa que considere a sensibilidade de cada barra às variações de potência ativa e reativa.

Diante da complexidade dessas interações, torna-se imprescindível a utilização de ferramentas computacionais avançadas para simular o comportamento da rede sob diferentes cenários de alocação. A análise comparativa proposta neste trabalho visa, portanto, quantificar as diferenças técnicas entre as abordagens centralizada e distribuída, investigando como a posição geográfica e a fragmentação da capacidade de armazenamento influenciam os indicadores de desempenho do sistema de distribuição, conforme detalhado na metodologia a seguir.

Como a efetividade de cada estratégia depende da sensibilidade elétrica local (impedâncias do alimentador, distância elétrica, presença de GD e perfil temporal de carga/geração), a avaliação requer simulação temporal e um procedimento sistemático para seleção de barras e dimensionamento. No Capítulo 3, essas decisões são formalizadas como um problema de otimização acoplado ao OpenDSS.

### **3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS E FORMULAÇÃO DO PROBLEMA**

Este capítulo apresenta os procedimentos metodológicos adotados para a realização do estudo proposto. São descritas as etapas relacionadas à modelagem do sistema de distribuição, à definição dos cenários de simulação e à formulação do problema de otimização, bem como a integração entre o ambiente de simulação OpenDSS e os algoritmos desenvolvidos em Python. A organização dos tópicos busca expor de maneira objetiva o método empregado na análise comparativa entre as estratégias de armazenamento centralizado e distribuído.

#### **3.1 Caracterização do Sistema Elétrico em Estudo**

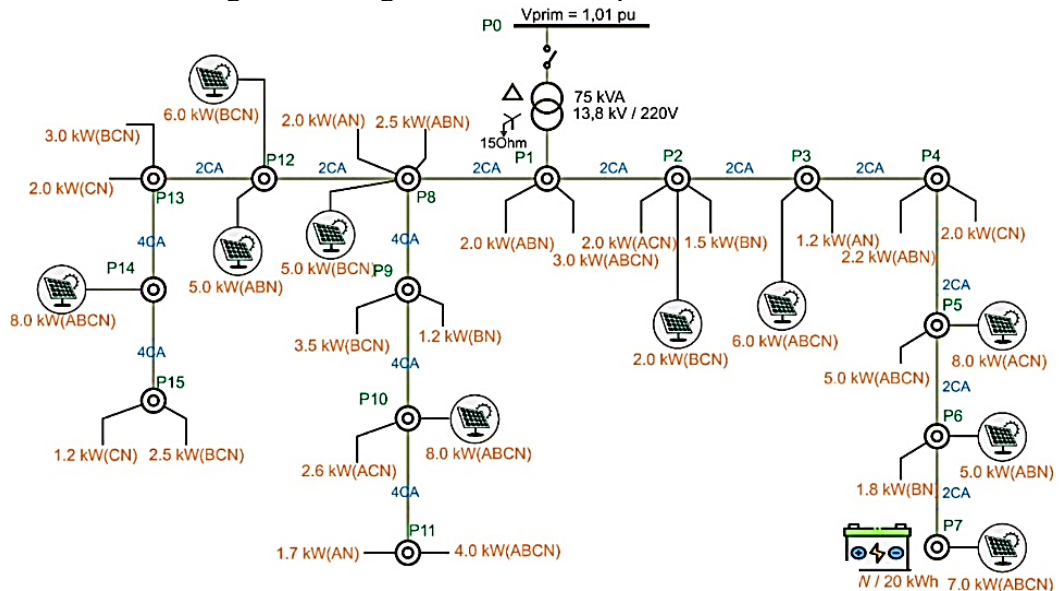
O sistema elétrico adotado neste trabalho corresponde a um circuito de distribuição em baixa tensão adaptado de Macedo, Junior e Tizzo (2024), modelado no OpenDSS para representar um cenário com múltiplos pontos de consumo e elevada penetração de geração distribuída. A escolha deste circuito permite investigar, como diferentes arranjos de armazenamento influenciam no funcionamento de uma rede de distribuição.

Do ponto de vista topológico, a rede descrita possui característica radial, alimentada por um equivalente de Thevenin da rede de média tensão. Conectada a esta fonte, tem-se um transformador de 13,8kV/0,22kV com potência nominal de 75kVA. Ao secundário do elemento de transformação se encontram conectados os consumidores e prosumidores. O circuito contempla 16 barras elétricas, sendo uma barra associada ao primário do transformador e as demais distribuídas ao longo do tronco principal e de ramificações laterais no secundário.

No que se refere aos elementos de carga, o circuito possui 45 unidades consumidoras distribuídas ao longo das barras do secundário, contemplando combinações monofásicas em estrela (fase-neutro) e trifásicas em delta, com fator de potência nominal predominantemente indutivo. Adicionalmente, são representadas cargas específicas de menor potência associadas a perfil temporal próprio (por exemplo, iluminação pública), o que amplia a diversidade de padrões de demanda no horizonte diário. Em paralelo, o sistema incorpora 10 unidades geradoras conectadas no nível de baixa tensão, com modelagem em regime permanente e operação com fator de potência unitário, distribuídas entre conexões monofásicas e trifásicas. Essa composição (múltiplas cargas e múltiplas injeções distribuídas) estabelece um caso-teste adequado para avaliar, no capítulo metodológico, alternativas de configuração de armazenamento sem depender de um único ponto de controle concentrado. A figura 3 demonstra o esquemático do circuito simulado no OpenDSS.

Neste trabalho, a avaliação da qualidade de tensão é realizada a partir das tensões fase–neutro ( $V_{LN}$ ) nas barras do secundário selecionadas para monitoramento. Denota-se por  $M$  o conjunto de barras monitoradas (pontos de medição no OpenDSS), cujas séries temporais de tensão por fase são coletadas por monitores durante a simulação QSTS

Figura 3 - Diagrama unifilar simplificado do circuito



Fonte: Adaptado de (MACEDO; JUNIOR; TIZZO, 2024)

A modelagem no OpenDSS é organizada em um arquivo principal do caso, estruturado de forma a garantir a reprodutibilidade das simulações: inicialmente são definidos o circuito elétrico e suas bases, em seguida o transformador de distribuição, posteriormente os parâmetros dos condutores e os trechos de linha, bem como as cargas e as unidades geradoras com seus valores nominais e tipos de conexão. Por fim, são definidos os instrumentos de medição responsáveis pela coleta dos dados de tensão e potência nas barras. Os principais elementos que compõem o sistema modelado são apresentados nas tabelas de 1 a 6, nas quais são descritas as barras, os trechos de rede, o transformador, as cargas e as unidades de geração distribuída, de modo a facilitar a compreensão da estrutura do circuito analisado.

Tabela 3 - Parâmetros do transformador de distribuição

Parâmetro	Valor
Potência nominal	75 kVA
Tensão primária	13,8 kV
Tensão secundária	220V
Número de fases	3
Conexão	Delta–Estrela aterrada
Perdas em carga	0,3807 %
Perdas a vazio	0,002 %
Tap nominal	1,0

Fonte: Autoria própria.

Tabela 4 - Parâmetros dos cabos utilizados

LineCode	Nº condutores	r1 ( $\Omega/\text{km}$ )	x1 ( $\Omega/\text{km}$ )	r0 ( $\Omega/\text{km}$ )	x0 ( $\Omega/\text{km}$ )	$I_n$ (A)
Cabo2CA	4	0,9632	0,3420	3,8528	1,3680	138
Cabo4CA	4	1,5285	0,3603	6,1140	1,4412	100

Fonte: Autoria própria.

Tabela 5 - Parâmetros resistivos e reativos da linhas

Trecho	Barra de Origem	Barra de Destino	$\ell$ (m)	Cabo
P1_P2	P1	P2	30	Cabo2CA
P2_P3	P2	P3	30	Cabo2CA
P3_P4	P3	P4	30	Cabo2CA
P4_P5	P4	P5	30	Cabo2CA
P5_P6	P5	P6	30	Cabo2CA
P6_P7	P6	P7	30	Cabo2CA
P1_P8	P1	P8	30	Cabo2CA
P8_P9	P8	P9	30	Cabo4CA
P9_P10	P9	P10	30	Cabo4CA
P10_P11	P10	P11	30	Cabo4CA
P8_P12	P8	P12	30	Cabo2CA
P12_P13	P12	P13	30	Cabo2CA
P13_P14	P13	P14	30	Cabo4CA
P14_P15	P14	P15	30	Cabo4CA

Fonte: Autoria própria.

Tabela 6 - Parâmetros dos geradores fotovoltaicos

Gerador	Barra	Potência nominal (kW)	Fases
P2_1_GD	2	2,0	B-C-N
P3_1_GD	3	6,0	A-B-C-N
P5_1_GD	5	8,0	A-C-N
P6_1_GD	6	5,0	A-B-N
P7_1_GD	7	7,0	A-B-C-N
P8_1_GD	8	5,0	B-C-N
P10_1_GD	10	8,0	A-B-C-N
P12_1_GD	12	6,0	B-C-N
P12_2_GD	12	5,0	A-B-N
P14_1_GD	14	8,0	A-B-C-N

Fonte: Autoria própria.

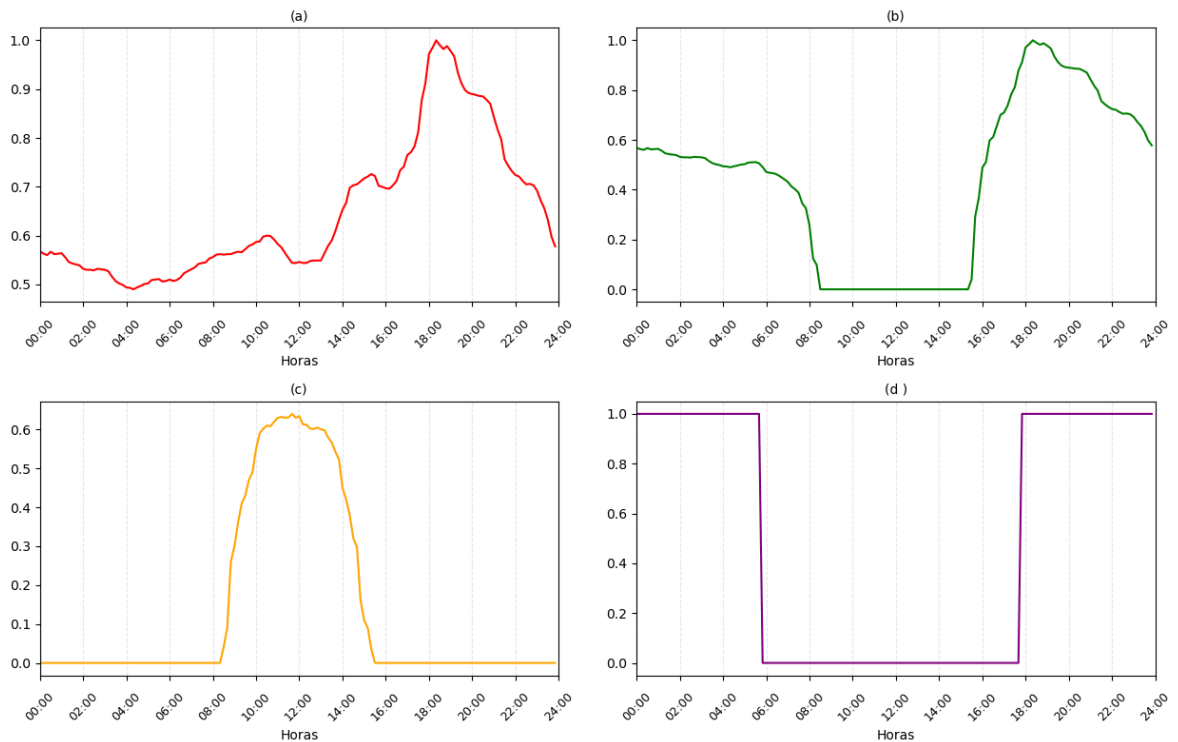
Tabela 7 - Cargas do circuito simulado

Carga	Barra	Unidade com GD?	Tensão nominal (F-N) (kV)	Fases	Potência nominal (kW)	fp
P1_1	P1	Não	0,127	1-2-N	2,0	0,92
P1_2	P1	Não	0,127	1-2-3-N	3,0	0,92
P2_1_GD	P2	Sim	0,127	2-3-N	2,0	1,00
P2_2	P2	Não	0,127	1-3-N	2,0	0,92
P2_3	P2	Não	0,127	2-N	1,5	0,92
P3_1_GD	P3	Sim	0,127	1-2-3-N	6,0	1,00
P3_2	P3	Não	0,127	1-N	1,2	0,92
P4_1	P4	Não	0,127	1-2-N	2,2	0,92
P4_2	P4	Não	0,127	3-N	2,0	0,92
P5_1_GD	P5	Sim	0,127	1-3-N	8,0	1,00
P5_2	P5	Não	0,127	1-2-3-N	5,0	0,92
P6_1_GD	P6	Sim	0,127	1-2-N	5,0	1,00
P6_2	P6	Não	0,127	2-N	1,8	0,92
P7_1_GD	P7	Sim	0,127	1-2-3-N	7,0	1,00
P8_1_GD	P8	Sim	0,127	2-3-N	5,0	1,00
P8_2	P8	Não	0,127	1-2-N	2,5	0,92
P8_3	P8	Não	0,127	1-N	2,0	0,92
P9_1	P9	Não	0,127	2-3-N	3,5	0,92
P9_2	P9	Não	0,127	2-N	1,2	0,92
P10_1_GD	P10	Sim	0,127	1-2-3-N	8,0	1,00
P10_2	P10	Não	0,127	1-3-N	2,6	0,92
P11_1	P11	Não	0,127	1-N	1,7	0,92
P11_2	P11	Não	0,127	1-2-3-N	4,0	0,92
P12_1_GD	P12	Sim	0,127	2-3-N	6,0	1,00
P12_2_GD	P12	Sim	0,127	1-2-N	5,0	1,00
P13_1	P13	Não	0,127	2-3-N	3,0	0,92
P13_2	P13	Não	0,127	3-N	2,0	0,92
P14_1_GD	P14	Sim	0,127	1-2-3-N	8,0	1,00
P15_1	P15	Não	0,127	3-N	1,2	0,92
P15_2	P15	Não	0,127	2-3-N	2,5	0,92
IP	P1 a P15	Não	0,127		0,15	1,00

Fonte: Autoria própria.

As curvas temporais de carga e geração adotadas na simulação representam um dia útil típico, discretizado em 144 amostras com intervalo de 10 minutos, totalizando 24 horas de análise. A figura 4 exibe as curvas que definem o comportamento das cargas, do sistema de iluminação pública, dos elementos armazenadores de energia e dos elementos de geração fotovoltaicas.

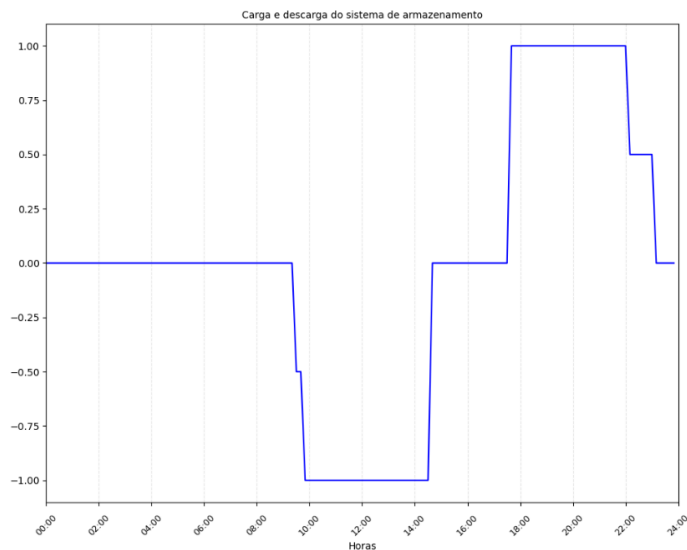
Figura 4 - Curvas definidas para a simulação: (a) carga de consumidores, (b) carga dos prosumidores, (c) geração em prosumidores e (d) carga de iluminação pública



Fonte: Autoria própria.

Além disso, quando o armazenamento é incluído nos cenários (descritos na metodologia do Capítulo 3 como um todo), sua conexão é realizada no nível de baixa tensão trifásico, com parametrização consistente com o barramento local e com a curva diária correspondente, preservando a padronização temporal do estudo. A figura 5 exibe a curva de carga e descarga dos sistemas de armazenamento de energia.

Figura 5 - Curva de potência do sistema de armazenamento



Fonte: Autoria própria.

Para a modelagem do armazenamento, considerou-se a restrição operativa de estado de carga, ao mínimo de  $SOC_{min} = 20\%$  de modo a preservar operação segura dos BESSs ao longo do horizonte diário.

### 3.2 Metodologia de Simulação e Modelagem do Sistema de Armazenamento de Energia

A metodologia adotada neste trabalho fundamenta-se na realização de simulações computacionais integradas entre o ambiente de programação Python e o software OpenDSS, com o objetivo de analisar o comportamento de redes de distribuição de energia elétrica sob diferentes condições operativas. Essa integração permite automatizar a construção de cenários, a execução da simulação e a extração das curvas de tensão que posteriormente serão consolidadas nos indicadores técnicos que serão discutidos na seção 3.3.

Com o intuito de estruturar uma análise comparativa consistente, foram definidos três cenários de simulação distintos. O primeiro corresponde à rede operando sem geração distribuída e sem sistemas de armazenamento, sendo utilizado como referência base para a caracterização do comportamento elétrico original do circuito. O segundo cenário considera a inserção de geração distribuída, mantendo-se a ausência de armazenamento, permitindo isolar e avaliar os impactos decorrentes exclusivamente da presença das fontes distribuídas, caso este que representa o cenário atual das redes de distribuição do Brasil, as quais possuem uma grande concentração de unidades com geração distribuída instalada. Por fim, o terceiro cenário contempla simultaneamente a geração distribuída e os sistemas de armazenamento em baterias, possibilitando investigar a capacidade do armazenamento em mitigar os efeitos adversos introduzidos pela GD.

A escolha por simulações em séries temporais quase-estáticas justifica-se pela necessidade de representar adequadamente a variabilidade temporal associada às cargas e à geração distribuída, bem como os efeitos cumulativos dessas variações sobre o perfil de tensão do sistema. Diferentemente de análises estáticas pontuais, as simulações QSTS permitem avaliar a evolução do estado operativo da rede ao longo de um horizonte diário, considerando sucessivos instantes de cálculo de fluxo de potência.

A representação do sistema de armazenamento de energia nas simulações realizadas neste trabalho foi efetuada por meio do elemento *Storage* do software OpenDSS. Esse elemento foi desenvolvido para modelar sistemas de armazenamento eletroquímico conectados à rede elétrica, permitindo a análise de seu comportamento em estudos de fluxo de potência em regime quase-estático ao longo do tempo,

Do ponto de vista conceitual, o elemento *Storage* é tratado pelo OpenDSS como um dispositivo bidirecional de potência ativa, capaz de operar alternadamente nos modos de carga e descarga, de acordo com estratégias de despacho previamente definidas. Durante o processo de carregamento, o sistema de armazenamento é modelado como uma carga controlada, absorvendo potência ativa da rede elétrica. Em contrapartida, no modo de descarga, o dispositivo passa a atuar como uma fonte de potência ativa, injetando energia elétrica no sistema.

A modelagem do armazenamento no OpenDSS é parametrizada por grandezas elétricas fundamentais, como a potência nominal ( $kWrated$ ) e a capacidade energética ( $kWhrated$ ), que representam, respectivamente, os limites máximos de potência instantânea e de energia armazenável do dispositivo. A relação entre essas grandezas estabelece restrições operacionais claras, assegurando que o sistema não ultrapasse seus limites físicos durante as simulações. Além disso, o elemento *Storage* incorpora o conceito de Estado de Carga (*State of Charge – SoC*), variável que expressa a fração da energia armazenada em relação à capacidade total e que evolui ao longo do tempo em função das potências de carga e descarga aplicadas.

A dependência temporal do SoC torna a utilização do elemento *Storage* particularmente adequada para estudos em série temporal, uma vez que o comportamento do sistema em um determinado instante está diretamente condicionado ao seu histórico operacional. Dessa forma, o OpenDSS atualiza automaticamente o nível de energia armazenada a cada passo de simulação, respeitando os limites mínimo e máximo definidos pelo usuário. Tal característica impede que o modelo represente situações fisicamente inviáveis, como a descarga além da energia disponível ou o carregamento acima da capacidade nominal.

Outro aspecto relevante do elemento *Storage* é a possibilidade de definição do modo de despacho (*Dispatch Mode*), o qual determina a lógica de operação do sistema de armazenamento ao longo da simulação. Entre os modos disponíveis, destacam-se estratégias baseadas em curvas temporais, seguimento de carga ou controle externo, permitindo que o comportamento do armazenamento seja ajustado conforme os objetivos do estudo. No contexto deste trabalho, a utilização do modo de despacho, possibilitou uma melhor análise do comportamento esperado de BESSs em redes de distribuição, o qual concentra-se na mitigação das condições de estresse do sistema elétrico, o qual ocorre no horário de pico de irradiação solar, quando a geração fotovoltaica, alcança seu potencial máximo, e no horário de ponta, quando o consumo energético se eleva e provoca a sobrecarga dos alimentadores da rede.

A abordagem adotada no trabalho, de se inserir dinamicamente, os sistemas de armazenamento em pontos distintos do alimentador possibilitaram analisar seus efeitos locais e globais sobre os níveis de tensão, e carregamento dos ativos da rede.

### 3.3 Indicadores de Qualidade de Tensão

A avaliação do desempenho das estratégias de armazenamento de energia propostas neste trabalho não se limita à observação instantânea das grandezas elétricas. Para quantificar a eficácia dos cenários em manter a conformidade da rede, é necessário utilizar métricas que sintetizem o comportamento da tensão em regime permanente ao longo do tempo simulado. Nesse contexto, adotam-se os indicadores regulatórios estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST).

A escolha por utilizar métricas baseadas na regulação brasileira justifica-se pela necessidade de conferir aplicabilidade prática aos resultados obtidos.

Embora os indicadores DRP/DRC sejam definidos no PRODIST para uma janela semanal (1.008 leituras em intervalos de 10 minutos), neste estudo eles são empregados como métricas comparativas em uma janela diária de simulação QSTS ( $N = 144$  amostras), preservando os mesmos limites de classificação de tensão. Assim, os resultados permitem quantificar e comparar o efeito relativo das estratégias de armazenamento entre cenários, sem pretensão de reproduzir o procedimento completo de apuração regulatória semanal..

Segundo o PRODIST, a qualidade da tensão em regime permanente é avaliada comparando-se os valores medidos (ou simulados) em relação a uma tensão de referência. A partir dessa comparação, cada leitura é classificada em três faixas operativas: adequada, precária ou crítica

Para sintetizar essa classificação ao longo do tempo, utilizam-se dois indicadores fundamentais: a Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária (DRP) e a Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica (DRC). Estes índices representam o percentual do tempo em que a unidade consumidora ou o ponto de conexão permaneceu fora da faixa adequada de tensão.

Neste trabalho os sistemas de armazenamento são avaliados quanto à sua capacidade de mitigar transgressões de tensão ao longo do alimentador, especialmente em barras afastadas da subestação e/ou próximas a unidades de geração distribuída. Nessa perspectiva:

- O DRP quantifica o tempo relativo em que a tensão permaneceu em faixa precária, representando condições de atendimento degradadas, mas ainda não caracterizadas como violação mais severa.
- O DRC quantifica o tempo relativo em que a tensão permaneceu em faixa crítica, associado a condições potencialmente mais danosas ao funcionamento adequado de equipamentos e à conformidade do fornecimento

A implementação computacional utiliza a classificação definida no PRODIST para pontos de conexão em baixa tensão (tensão nominal igual ou inferior a 2,3 kV), particularmente o caso **220/127 V**, adequado ao circuito estudado. Para a componente fase–neutro (127 V), as faixas são:

Tabela 8 - Faixas de classificação da tensão de atendimento em pontos de conexão de 127V

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (V)
<b>Adequada</b>	$117 \leq TL \leq 133$
<b>Precária</b>	$110 \leq TL < 117$ ou $133 < TL \leq 135$
<b>Crítica</b>	$TL < 110$ ou $TL > 135$

Fonte: Módulo 8 - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (ANEEL,2021)

### 3.3.1 Definição matemática dos indicadores e significado físico

Segundo o PRODIST, após a obtenção de um conjunto de leituras válidas (em geral, 1.008 leituras em intervalos de 10 minutos), os indicadores são calculados como:

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \cdot 100 \quad (6)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \cdot 100 \quad (7)$$

onde  $nlp$  e  $nlc$  correspondem, respectivamente, ao maior número de leituras em faixa precária e crítica entre as fases. As 1008 leituras correspondem a um período de 168 horas.

Neste trabalho, a formulação é generalizada para um horizonte de simulação com **N amostras** (sendo N determinado pelo número de passos do fluxo de potência no período analisado). Assim, para uma barra  $b$  e fase  $\phi$ , define-se:

- $N$ : número total de amostras no período observado;
- $n_p(b, \phi)$ : número de amostras cuja tensão  $V(b, \phi)$  pertence às faixas precárias (inferior ou superior);

- $n_c(b, \phi)$ : número de amostras cuja tensão  $V(b, \phi)$  pertence às faixas críticas (inferior ou superior);

Dessa forma, as equações (6) e (7) adaptadas para a simulação são respectivamente:

$$DRP(b, \phi) = \frac{n_p(b, \phi)}{N} \cdot 100 \quad [\%] \quad (8)$$

$$DRC(b, \phi) = \frac{n_c(b, \phi)}{N} \cdot 100 \quad [\%] \quad (9)$$

### 3.3.2 Agregação dos indicadores por barra e por fase

Durante a simulação, para cada ponto monitorado (coluna do conjunto de tensões), a função *voltage\_quality* retorna os indicadores por fase (A, B e C), compondo uma estrutura do tipo DataFrame em que cada coluna representa uma barra monitorada e as linhas representam  $DRP_A$ ,  $DRP_B$ ,  $DRP_C$ ,  $DRC_A$ ,  $DRC_B$  e  $DRC_C$ . Esse preenchimento é realizado iterando-se sobre todas as colunas do DataFrame de tensões e armazenando o vetor de indicadores calculado.

Para sintetizar o comportamento global de cada barra considerando as três fases, os indicadores por barra são definidos pelo pior caso entre as fases, isto é, pelo maior DRP e pelo maior DRC registrados na barra. Assim, para cada barra  $b$  define-se:

$$DRP_b = \max(DRP(b, A), DRP(b, B), DRP(b, C)) \quad (10)$$

$$DRC_b = \max(DRC(b, A), DRC(b, B), DRC(b, C)) \quad (11)$$

Para fins de otimização, os indicadores utilizados na função objetivo são os valores agregados por barra (pior fase), isto é,  $DRP_m \equiv DRP_b$  e  $DRC_m \equiv DRC_b$  para  $m \in M$ . Essa escolha prioriza a mitigação do pior atendimento em cada ponto monitorado e evita compensações entre fases.

## 3.4 Formulação do Problema de Otimização e Algoritmo Genético Aplicado

A inserção de sistemas de armazenamento em baterias em redes de baixa tensão com elevada penetração de geração distribuída (GD) exige a definição simultânea de onde instalar as unidades e como dimensioná-las. Em particular, a mitigação de sobretensões decorrentes da injeção de potência ativa por GD fotovoltaica é fortemente dependente do ponto elétrico de conexão (sensibilidade local do perfil de tensão) e do porte do recurso alocado. Como a resposta da rede em regime quase-estático ao longo do dia resulta da solução de sucessivos fluxos de potência e da interação entre curvas temporais de carga, geração e operação do armazenamento, o mapeamento entre decisões de planejamento e indicadores de qualidade de tensão é não linear

e avaliado por simulação elétrica completa. Além disso, a decisão de localização consiste em selecionar subconjuntos de barras candidatas, caracterizando um problema combinatório. A presença conjunta de variáveis discretas (barras) e contínuas (potências e capacidades energéticas) torna natural a formulação como um problema de otimização misto e, neste trabalho, sua resolução é realizada por meio de um Algoritmo Genético (AG) acoplado a simulações no OpenDSS via Python.

### 3.4.1 Variáveis de decisão e domínios

Considera-se a alocação de até  $N_{bat}$  unidades de armazenamento em um conjunto finito de barras candidatas  $\mathcal{B}$ . No circuito em estudo, as decisões de localização são tomadas no conjunto de barras do secundário monitorado, com  $|\mathcal{B}| = 15$  (barras elegíveis).

A estratégia centralizada é representada no mesmo formalismo impondo  $N_{bat} = 1$ , enquanto a estratégia distribuída utiliza  $N_{bat} > 1$  com barras distintas.

Define-se o vetor discreto de localização:

$$\mathbf{b} = [b_1, b_2, \dots, b_{N_{bat}}], \quad b_i \in \mathcal{B}, \quad b_i \in \mathbb{Z}. \quad (12)$$

em que  $b_i$  representa a barra de conexão da  $i$ -ésima bateria.

Define-se o vetor contínuo de potências nominais (kW):

$$\mathbf{P} = [P_1, P_2, \dots, P_{N_{bat}}], \quad P_i \in \mathbb{R} \quad (13)$$

em kW, representando a potência nominal (capacidade de injeção/absorção) associada a cada unidade.

Para reduzir graus de liberdade independentes e preservar coerência físico-operativa entre potência e energia, a capacidade energética é parametrizada por um fator adimensional  $\kappa_i$  (relação energia–potência), de modo que:

$$\boldsymbol{\kappa} = [\kappa_1, \kappa_2, \dots, \kappa_{N_{bat}}], \quad \kappa_i \in \mathbb{R} \quad (14)$$

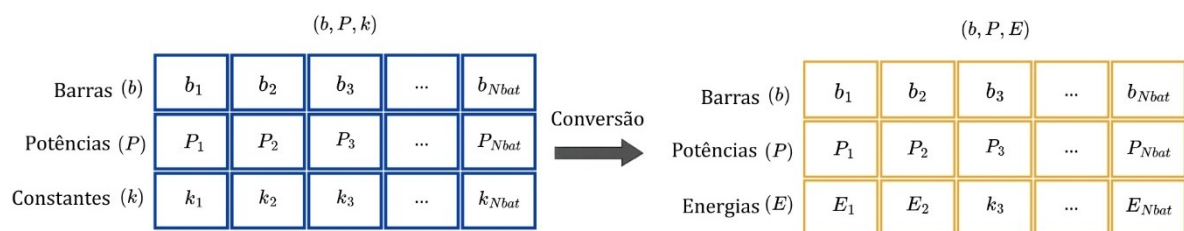
$$E_i = \kappa_i P_i \quad E_i \in \mathbb{R} \quad (15)$$

onde  $E_i$  representa a capacidade energética nominal (kWh) atribuída à  $i$ -ésima unidade.

Assim, uma solução candidata (indivíduo) é representada pelo triplo:

$$\mathcal{J} = (b, P, \kappa)$$

Figura 6 - Codificação do indivíduo no AG



### 3.4.2 Função objetivo

A estrutura da função objetivo adotada neste trabalho foi inspirado em Alves et al. (2020) e em Peng (2023), com adaptações para o contexto deste estudo, especialmente no que se refere à agregação dos indicadores DRP e DRC por barra e à inclusão de termos associados ao porte do armazenamento instalado.

Como o objetivo do planejamento é mitigar violações (especialmente críticas) sem induzir superdimensionamento, define-se uma função objetivo escalar ponderada, tratada como minimização:

$$\min_{b,P,k} J = w_{DRC} \sum_{m \in M} DRC_m + w_{DRP} \sum_{m \in M} DRP_m + w_P \sum_{i=1}^{N_{bat}} P_i + w_E \sum_{i=1}^{N_{bat}} E_i \quad (16)$$

Na implementação computacional adotada neste trabalho, os pesos da função objetivo foram fixados como  $w_{DRC} = 1000$ ,  $w_{DRP} = 100$ ,  $w_P = 10$  e  $w_E = 2$ . Assim, a função objetivo empregada pelo Algoritmo Genético pode ser escrita como:

$$J = 1000 \sum_{m \in M} DRC_m + 100 \sum_{m \in M} DRP_m + 10 \sum_{i=1}^{N_{bat}} P_i + 2 \sum_{i=1}^{N_{bat}} E_i$$

A escolha desses coeficientes foi realizada de forma heurística e orientada por escala, buscando estabelecer uma hierarquia explícita entre os objetivos parciais do problema. Em primeiro lugar, atribuiu-se o maior peso ao termo associado ao DRC, pois as transgressões críticas representam a condição de pior qualidade de atendimento e, portanto, devem ser eliminadas com prioridade máxima. Em seguida, o termo associado ao DRP recebeu peso dez vezes inferior, preservando sua relevância na busca, porém subordinado à remoção de violações críticas. Por fim, os termos referentes à potência e à energia instaladas atuam como regularizadores, desencorajando soluções que atinjam conformidade apenas por superdimensionamento do armazenamento.

Dessa forma, a função objetivo foi estruturada para refletir a seguinte ordem de prioridade:

- (i) eliminação de DRC;
- (ii) redução de DRP;
- (iii) minimização do porte total instalado dos BESS, em potência e energia.

Cabe destacar que os pesos não possuem significado físico direto, mas sim papel de escalar e hierarquizar os termos da otimização, permitindo comparar soluções sob um critério único de desempenho técnico e parcimônia de recursos.

### 3.4.3 Restrições e tratamento de inviabilidade

O problema é resolvido sob restrições globais e individuais, além de restrições combinatórias de alocação. Define-se:

#### a) Limites globais de potência e energia instaladas

$$\sum_{i=1}^{N_{\text{bat}}} P_i \leq P_{\text{tot}}^{\text{max}} \quad \sum_{i=1}^{N_{\text{bat}}} E_i \leq E_{\text{tot}}^{\text{max}} \quad (17)$$

#### b) Limites individuais de potência e do fator energia–potência

$$P_i^{\text{min}} \leq P_i \leq P_i^{\text{max}}, \quad \kappa^{\text{min}} \leq \kappa_i \leq \kappa^{\text{max}} \quad (18)$$

No procedimento adotado, utiliza-se  $P_i^{\text{min}} = 2,5\text{kW}$  e um limite superior proporcional ao orçamento total por unidade,  $P_i^{\text{max}} = P_{\text{tot}}^{\text{max}}/N_{\text{bat}}$ , enquanto  $\kappa_i$  é limitado ao intervalo  $[1,5]$ , implicando  $E_i \in [\kappa^{\text{min}}P_i, \kappa^{\text{max}}P_i]$

#### c) Não repetição de barras (alocação distribuída sem sobreposição)

$$b_i \neq b_j, \quad \forall i \neq j, \quad b_i \in \mathcal{B}. \quad (19)$$

Em vez de impor todas as restrições apenas por métodos determinísticos, a estratégia computacional combina: (i) restrições estruturais na geração de soluções (para evitar duplicidade de barras) e (ii) penalização de soluções inviáveis. Assim, qualquer indivíduo que viole limites mínimos/máximos, ultrapasse os orçamentos globais ou resulte em falha na execução da simulação recebe um valor de aptidão altamente desfavorável (penalidade de grande magnitude), tornando sua seleção improvável nas gerações subsequentes.

### 3.4.4 Justificativa para o uso do Algoritmo Genético

A formulação apresentada caracteriza um problema de otimização misto (decisões discretas de localização e contínuas de dimensionamento) avaliado por um modelo de simulação que envolve fluxo de potência em série temporal e cálculo de indicadores dependentes de limiares. Nessa condição, a função objetivo não é expressa por uma forma fechada diferenciável e sua avaliação é computacionalmente custosa, pois depende de uma simulação elétrica completa a cada solução candidata. Tais características dificultam a aplicação direta de métodos determinísticos clássicos baseados em derivadas ou linearizações globais, sobretudo quando se deseja manter o acoplamento fiel com o simulador e preservar a natureza combinatória da alocação.

O AG é adotado por sua capacidade de explorar espaços de busca complexos, com múltiplos mínimos locais, sem requerer gradientes, e por oferecer uma estrutura natural para

representar cromossomos mistos e manipular simultaneamente variáveis discretas e contínuas. Além disso, operadores genéticos adequados permitem incorporar restrições combinatórias (como a não repetição de barras) de modo intrínseco à evolução da população, aumentando a robustez do processo de busca.

### 3.4.5 Operadores genéticos e parâmetros de execução

O procedimento evolutivo segue a estrutura clássica de AG geracional, com elitismo, estruturado para manipular um cromossomo misto composto por segmentos discretos e contínuos. A seguir são detalhados os mecanismos evolutivos empregados.

- a) Inicialização da população:** A população inicial é composta por indivíduos cujas barras são amostradas sem reposição no conjunto,  $\mathcal{B}$ , garantindo  $b_i \neq b_j$ . As potências são inicializadas por amostragem contínua em  $[P_i^{\min}, P_i^{\max}]$  e  $\kappa_i$  em  $[\kappa^{\min}, \kappa^{\max}]$ .
- b) Seleção por torneio:** A seleção dos indivíduos reprodutores é realizada pelo método de torneio binário. A cada evento de seleção:
- Dois indivíduos são escolhidos aleatoriamente na população;
  - O indivíduo com menor valor da função objetivo é selecionado.

A escolha do torneio binário é adequada ao problema, pois equilibra exploração e intensificação sem exigir normalização da aptidão.

- c) Crossover híbrido:** O operador de recombinação é adaptado à natureza mista do cromossomo.
- **Parte discreta (b):** Utiliza-se um operador baseado em ordem, apropriado para representações por subconjunto. Esse operador preserva a integridade estrutural do cromossomo, garantindo que o descendente não contenha barras repetidas.
  - **Parte contínua (P e  $\kappa$ ):** Os genes contínuos do descendente são calculados como média ponderada entre os valores correspondentes dos pais:

$$x^{(f)} = \alpha x^{(1)} + (1 - \alpha)x^{(2)} \quad 0 \leq \alpha \leq 1 \quad (2)$$

onde  $\alpha$  é um coeficiente aleatório.

Esse operador produz valores intermediários entre os pais, permitindo exploração suave do espaço contínuo de dimensionamento e reduzindo oscilações abruptas na busca.

- d) Mutação:** A mutação é aplicada de forma independente aos segmentos discreto e contínuo, com probabilidade fixa por indivíduo.
- **Mutação na parte discreta:** Seleciona-se aleatoriamente uma posição do vetor  $\mathbf{b}$  e substitui-se a barra correspondente por outra disponível que ainda não esteja presente

no cromossomo. Essa operação mantém a restrição de não repetição, e permite a exploração novas regiões combinatórias.

- **Mutação na parte contínua:** Aplica-se uma perturbação estocástica de pequena magnitude aos valores  $P_i$  e  $\kappa_i$ , modelada como ruído aleatório aproximadamente gaussiano. Após a perturbação, os valores são limitados aos intervalos admissíveis.
- e) **Elitismo:** Ao final de cada geração, o melhor indivíduo da população anterior é preservado explicitamente na nova população.

Tabela 9 - Parâmetros utilizados no Algoritmo Genético

Parâmetro	Valor
Tamanho da população	20
Número de gerações	50
Taxa de mutação	0,2
Método de seleção	torneio, tamanho 2
Estratégia de Crossover	ordem - discreto aritmético - contínuo
Elitismo	Sim

Fonte: Autoria própria

### 3.5 Metodologia de avaliação do indivíduo e acoplamento do algoritmo ao OpenDSS

A implementação computacional foi desenvolvida em Python, com utilização das bibliotecas `py_dss_interface` para acoplamento com o OpenDSS, NumPy para operações numéricas, Pandas para organização e tratamento dos dados simulados, Matplotlib para geração de gráficos e DEAP para estruturação do algoritmo evolutivo empregado na otimização.

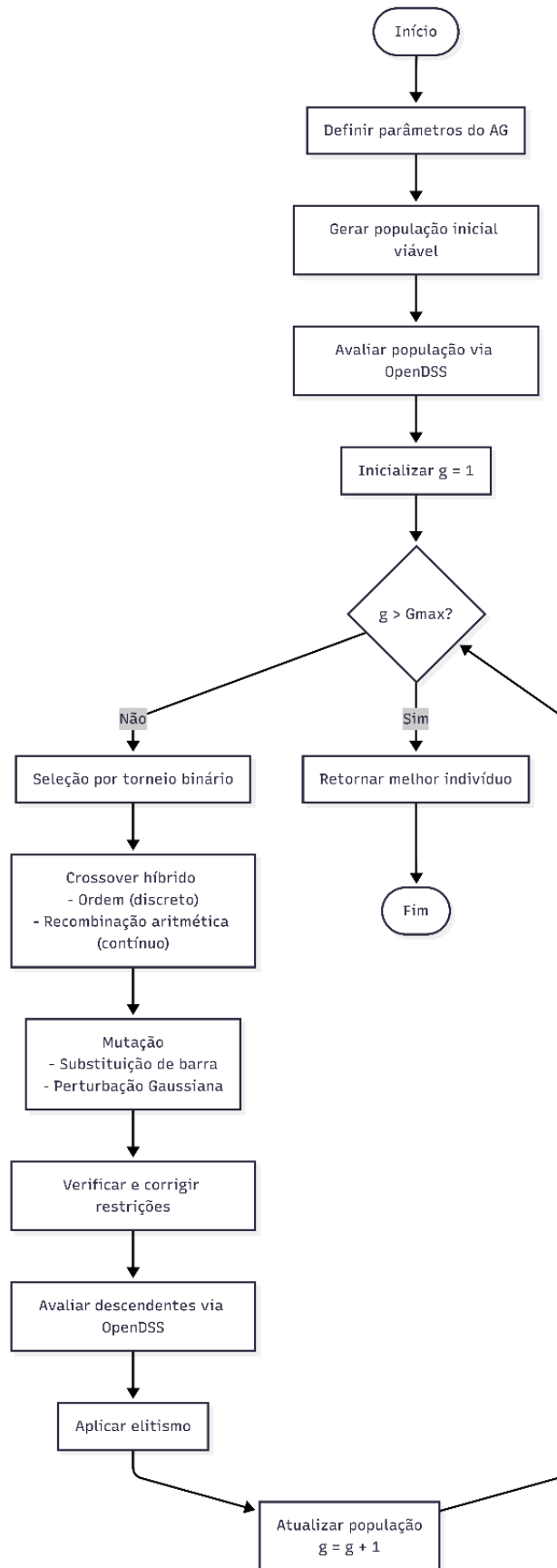
O núcleo da metodologia consiste em avaliar  $J(\mathcal{J})$  por meio de uma simulação elétrica completa para cada indivíduo. O fluxo de avaliação pode ser descrito como:

- Decodificação do cromossomo:** a partir de  $(\mathbf{b}, \mathbf{P}, \boldsymbol{\kappa})$ , calcula-se  $E_i = \kappa_i P_i$  e constrói-se a lista de especificações
- Inserção do armazenamento no circuito:** o circuito é compilado e, antes da inserção, unidades previamente existentes de armazenamento são desabilitadas conforme o cenário; em seguida, para cada  $i$ , é criado um elemento de armazenamento conectado à barra  $b_i$ , com modo de despacho diário baseado em curva e parâmetros nominais  $P_i$  e  $E_i$ .
- Simulação QSTS:** o OpenDSS resolve a série temporal diária com base em curvas discretizadas (144 pontos a cada 10 minutos), e os monitores retornam séries de tensão por fase e grandezas elétricas associadas. As séries temporais de tensão por

fase obtidas dos monitores são organizadas em estrutura tabular (por exemplo, DataFrame), na qual cada coluna corresponde a uma barra em  $M$  e cada linha a um instante do horizonte QSTS. A partir dessas séries, computam-se  $n_p$  e  $n_c$  por barra/fase e, em seguida, DRP e DRC conforme a Seção 3.3

- d) Cálculo do fitness da simulação:** Com base nos dados gerados na simulação, as transgressões são contabilizadas conforme a Seção 3.3, e então o fitness  $J$  do indivíduo é calculado utilizando a equação 16.

Figura 7 - Fluxograma do algoritmo genético implementado



Fonte: Autoria própria

A formulação apresentada neste capítulo estabeleceu, de maneira integrada, o modelo matemático e computacional para a alocação e o dimensionamento ótimo de sistemas de armazenamento de energia, que possibilitará a análise comparativa entre a instalação de armazenamento centralizado e distribuído. A partir da definição das variáveis de decisão, da função objetivo baseada nos indicadores de qualidade de tensão e das restrições técnicas do problema, estruturou-se um modelo de otimização não linear e combinatório, resolvido por meio de um Algoritmo Genético acoplado à simulação elétrica em regime quase-estacionário no OpenDSS. Dessa forma, consolidou-se a integração entre a modelagem elétrica do sistema e a técnica de otimização adotada, permitindo, no Capítulo 4, a análise dos resultados obtidos e a comparação entre os diferentes arranjos de BESS quanto à sua efetividade na mitigação de sobretensões e na melhoria dos indicadores de desempenho da rede.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

### 4.1 Organização dos experimentos e critérios de leitura

O Capítulo 4 apresenta e discute os resultados das simulações em séries temporais e do procedimento de otimização descritos no Capítulo 3, com foco em comparar o desempenho do sistema de distribuição sob diferentes níveis de inserção de recursos energéticos distribuídos. Especificamente, são analisados os cenários S0–S3, de modo a isolar (i) o efeito da geração distribuída (GD) e (ii) o efeito do armazenamento em baterias (BESS) sob duas estratégias de alocação: centralizada (um único BESS) e distribuída (múltiplos BESS).

Os cenários avaliados são definidos objetivamente da seguinte forma: S0 corresponde ao caso-base sem GD e sem BESS; S1 incorpora GD, mantendo ausência de armazenamento; S2 incorpora GD e um BESS único alocado e dimensionado via Algoritmo Genético (AG), caracterizando a estratégia centralizada; e S3 incorpora GD e múltiplos BESS (estratégia distribuída) igualmente alocados e dimensionados via AG, considerando três subcasos conforme o número de baterias  $N_{BAT}$ : S3-a ( $N_{BAT} = 2$ ), S3-b ( $N_{BAT} = 3$ ) e S3-c ( $N_{BAT} = 5$ )

A leitura dos resultados deve seguir a ordem: (i) Tabela 10, que consolida a definição dos cenários e seus parâmetros de execução; (ii) tabelas-resumo com indicadores DRP/DRC agregados; e (iii) figuras com a evolução temporal das tensões e mapas de calor por barra, usadas para localizar e interpretar violações ao longo do dia. Em particular, a agregação “por barra” dos indicadores de qualidade utiliza o pior caso entre as fases (máximo entre fases A/B/C) para DRP e DRC, conforme a implementação do pós-processamento adotada no Capítulo 3.

Tabela 10 - Cenários de execução e seus parâmetros

Cenário	Descrição	GD	BESS	Estratégia	N_BAT
S0	Sem GD e sem BESS	Não	Não	-	0
S1	Com GD e sem BESS	Sim	Não	-	0
S2	Com GD e com 1 BESS alocado pelo AG (centralizado)	Sim	Sim	Centralizado	1
S3	Com GD e com N_BAT BESS alocados pelo AG (distribuído)	Sim	Sim	Distribuído	2, 3 ou 5

Fonte: Autoria própria

## 4.2 Resultados do caso-base e do impacto da geração distribuída

### 4.2.1 Caso-base sem GD e sem BESS (S0)

O comportamento elétrico do sistema no cenário S0, correspondente ao caso-base sem geração distribuída e sem sistemas de armazenamento. Esse cenário estabelece a referência operacional a partir da qual são avaliados os efeitos posteriores da inserção de GD e BESS, permitindo identificar as limitações intrínsecas da rede sob atendimento convencional por meio de simulações em Python/OpenDSS

De acordo com a Tabela 11, o cenário S0 apresentou DRP total igual a 25,0 pontos percentuais e DRC total nulo, com ocorrência de DRP em 5 barras e ausência de barras com DRC. A tensão mínima do sistema foi de 0,9077 pu, enquanto a tensão máxima atingiu 1,0285 pu. Esses resultados indicam que o principal problema do caso-base está associado à subtensão em períodos de maior carregamento, e não à sobretensão.

Tabela 11 - Resumo do cenário S0

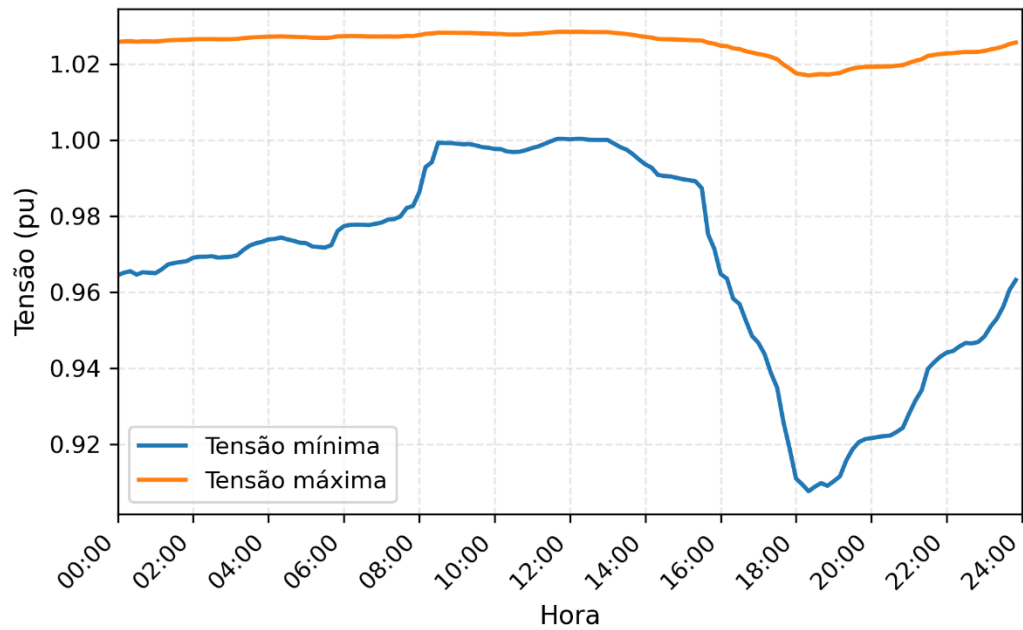
Cenário	S0
<b>DRP total</b>	25 p.p
<b>DRC total</b>	0 p.p
<b>Barras com DRP</b>	5
<b>Barras com DRC</b>	0
<b>Tensão mínima em pu</b>	0,907712
<b>Tensão máxima em pu</b>	1,0285
<b>Perdas alimentador</b>	109,628
<b>Energia alimentador</b>	2356,796

Fonte: Própria autoria

As figuras 8 e 9 com os perfis de tensão mínima e máxima ao longo do dia e o mapa de calor da proximidade das transgressões de tensão, respectivamente, mostra que a condição mais severa ocorre entre 18 h e 21 h, intervalo apontado como de maior carregamento. Nesse período, a tensão mínima sofre redução acentuada, atingindo o pior valor diário, enquanto a tensão máxima permanece relativamente estável e sempre acima de 1,0 pu. Do ponto de vista elétrico, esse comportamento é compatível com o aumento da corrente nas horas de ponta e, conseqüentemente, com o acréscimo da queda de tensão ao longo do alimentador, sobretudo nas barras eletricamente mais distantes ou mais sensíveis ao carregamento.

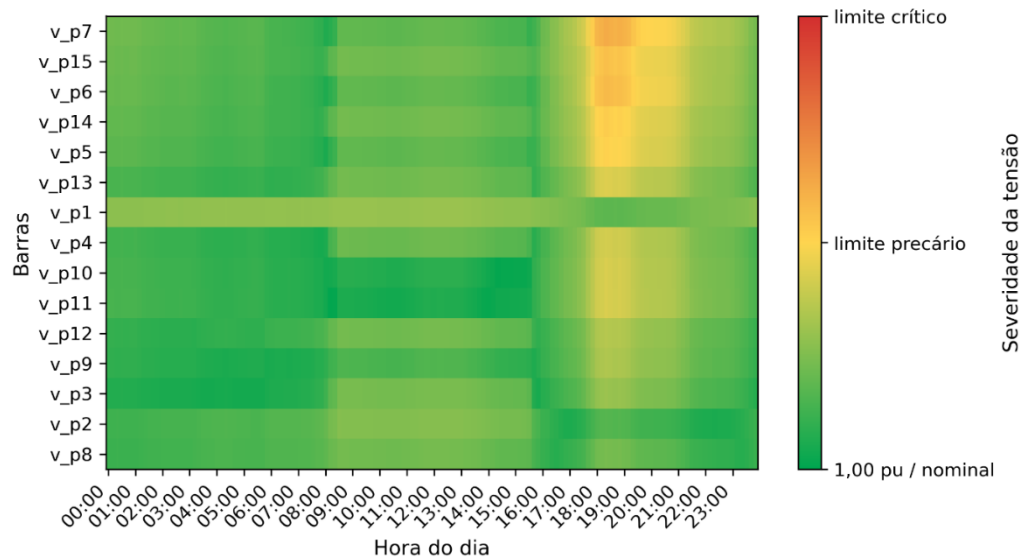
Em síntese, o cenário S0 evidencia que, mesmo sem a inserção de REDs, a rede já apresenta sensibilidade ao carregamento no horário de ponta, com degradação localizada do perfil de tensão e concentração das violações em barras específicas. Esse comportamento serve como base comparativa para a análise do cenário seguinte, no qual se avaliam os efeitos da inserção de geração distribuída sobre essa condição inicial.

Figura 8 - Perfil das tensões máximas e mínimas no cenário S0



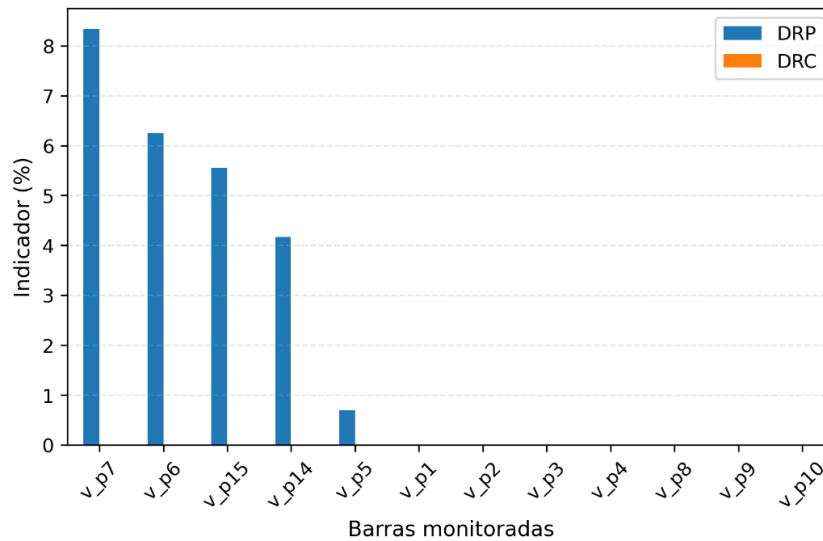
Fonte: Própria autoria

Figura 9 - Heatmap das tensões das barras no cenário S0



Fonte: Própria Autoria

Figura 10 - Ranking das barras com maiores percentuais de transgressão em S0



Fonte: Própria Autoria

#### 4.2.2 Inserção de GD sem armazenamento (S1)

Nesta seção, analisa-se o cenário S1, no qual há inserção de geração distribuída (GD) sem a utilização de armazenamento, com o objetivo de verificar de que modo a injeção local de potência altera o perfil de tensão e os indicadores de qualidade do fornecimento. Os resultados da Tabela 12 mostram que, nesse cenário, o DRP total atingiu 75 pontos percentuais, enquanto o DRC total foi de 27,77 pontos percentuais, com 6 barras apresentando DRP e 3 barras apresentando DRC. Em relação ao caso-base S0, observa-se que a principal alteração promovida pela GD foi a elevação expressiva das sobretensões diurnas: o DRP total foi triplicado e surgiram os primeiros casos de DRC, ao mesmo tempo em que a tensão mínima não apresentou melhora perceptível.

Tabela 12 - Resumo do cenário S1

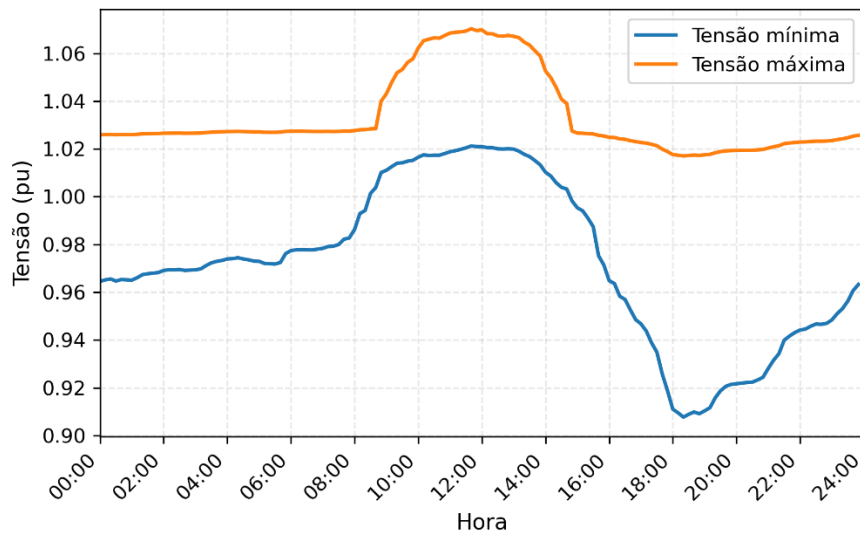
Cenário	S1
<b>DRP total</b>	75 p.p
<b>DRC total</b>	25,77 p.p
<b>Barras com DRP</b>	6
<b>Barras com DRC</b>	3
<b>Tensão mínima em pu</b>	0,907
<b>Tensão máxima em pu</b>	1,070

Fonte: Própria autoria

A Figura 11 confirma esse comportamento ao longo do dia. Entre aproximadamente 09h e 15h, a tensão máxima do sistema cresce de forma acentuada, atingindo seu pico nas horas centrais de maior geração, enquanto a tensão mínima permanece associada ao período noturno e ao início da noite. Esse resultado é tecnicamente coerente com a inserção de GD fotovoltaica

em redes de distribuição, nas quais a injeção de potência ativa, sobretudo em trechos mais sensíveis eletricamente, tende a elevar a tensão local durante os períodos de alta irradiância. Em contrapartida, como não há armazenamento, a energia excedente não é absorvida nos horários de maior geração nem devolvida nos períodos de maior demanda, de modo que a GD não contribui para mitigar as subtensões fora da janela solar.

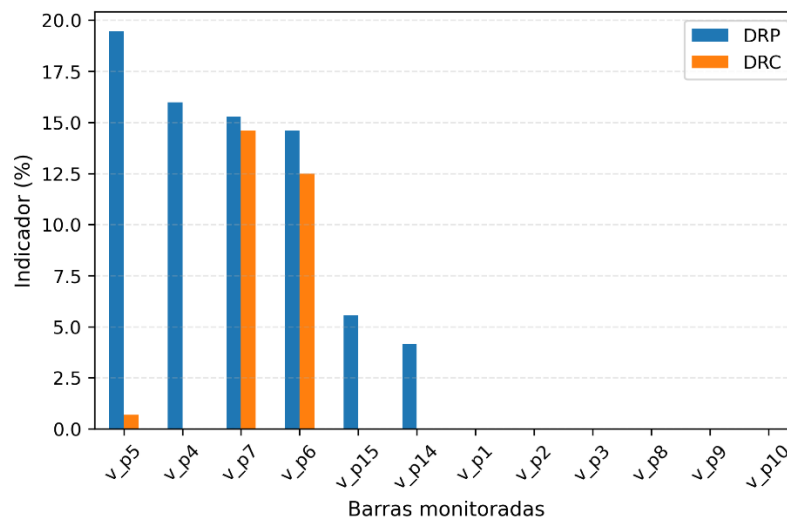
Figura 11 - Perfil das tensões máximas e mínimas no cenário S1



Fonte: Autoria própria

O ranking por barra apresentado na Figura 12 evidencia que as maiores violações se concentraram nas barras 5, 4, 7, 6, 15 e 14, com destaque para 5, 6 e 7. Nessas barras, além de elevados índices de DRP, também se verificam os casos mais severos de DRC, indicando que a sobretensão deixou de ser apenas marginal e passou a ultrapassar a faixa crítica em parte do horizonte analisado.

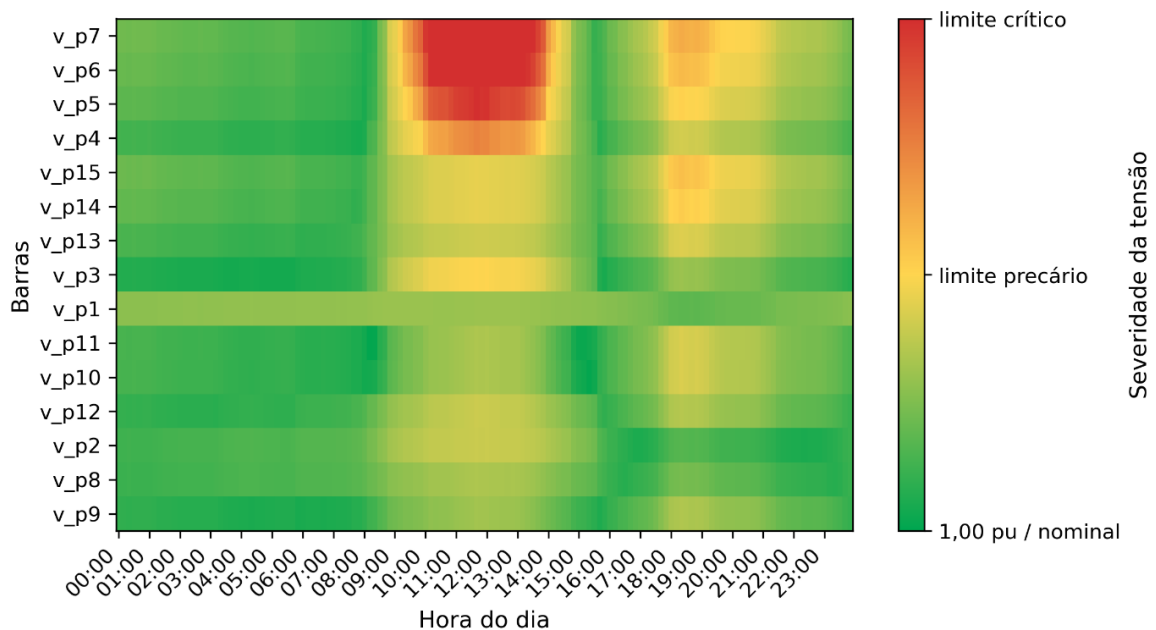
Figura 12 - Ranking das barras com maiores percentuais de transgressão em S1



Fonte: Autoria própria

Essa concentração também pode ser observada no heatmap de severidade da Figura 13. Assim, o cenário S1 não dispersa espacialmente as violações ao longo de toda a rede; ao contrário, ele as concentra em um conjunto mais restrito de barras, revelando que a inserção de GD, sem coordenação adicional, tende a agravar localmente o perfil de sobretensão.

Figura 13 - Heatmap de severidade das transgressões no cenário S1



Fonte: Autoria própria

Em síntese, os resultados indicam que a GD, quando inserida sem armazenamento, produz efeito ambíguo sobre o sistema: embora represente geração local de energia, sua atuação isolada agrava o desempenho dos indicadores de qualidade de tensão, especialmente nas horas de maior irradiância, elevando a tensão máxima e introduzindo ocorrências críticas inexistentes no caso-base. Esse comportamento justifica a análise, na sequência, de estratégias com armazenamento, nas quais se busca absorver o excedente de geração e reduzir a severidade dessas transgressões.

### 4.3 Resultados da estratégia centralizada de armazenamento

No cenário S2, o Algoritmo Genético definiu a instalação de um único BESS na barra 7, com potência nominal de 8,62 kW e capacidade energética de 39,80 kWh. A solução final esteve associada a fitness igual a 790,83, além de DRP total de 6,25 p.p., DRC total nulo, tensão mínima de 0,9157 pu, tensão máxima de 1,0445 pu como apresentado na Tabela 13.

Tabela 13 - Resumo do cenário S2

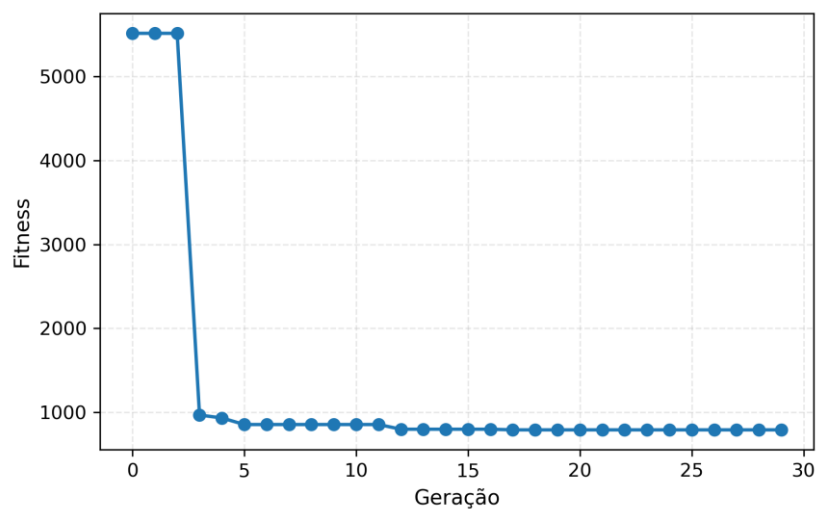
Cenário	S2
DRP total	6,25
DRC total	0
Barras com DRP	2
Barras com DRC	0
Tensao minima pu	0,915719
Tensao maxima pu	1,044469
Potencia total BESS kW	8,622175
Energia total BESS kWh	39,80357
Fitness	790,8289

Fonte: Própria Autoria

A escolha da barra 7 mostra coerência técnica com a sensibilidade elétrica previamente observada no sistema com GD sem armazenamento, uma vez que essa região estava entre as mais afetadas pelas violações de tensão. Assim, a solução ótima não apenas definiu o porte do armazenamento, mas também posicionou o recurso em um ponto com potencial de influenciar diretamente a dinâmica de tensão do alimentador.

O histórico de convergência, ilustrado na Figura 14 indica queda acentuada da função objetivo nas primeiras gerações, saindo de valores superiores a  $5,5 \times 10^3$  para patamar inferior a  $10^3$  já no início da evolução. A partir de aproximadamente a 12ª geração, observa-se estabilização próxima do valor final, sugerindo convergência consistente para uma solução de melhor compromisso entre mitigação de violações e dimensionamento do BESS.

Figura 14 - Convergência do AG para o cenário S2(estratégia centralizada)

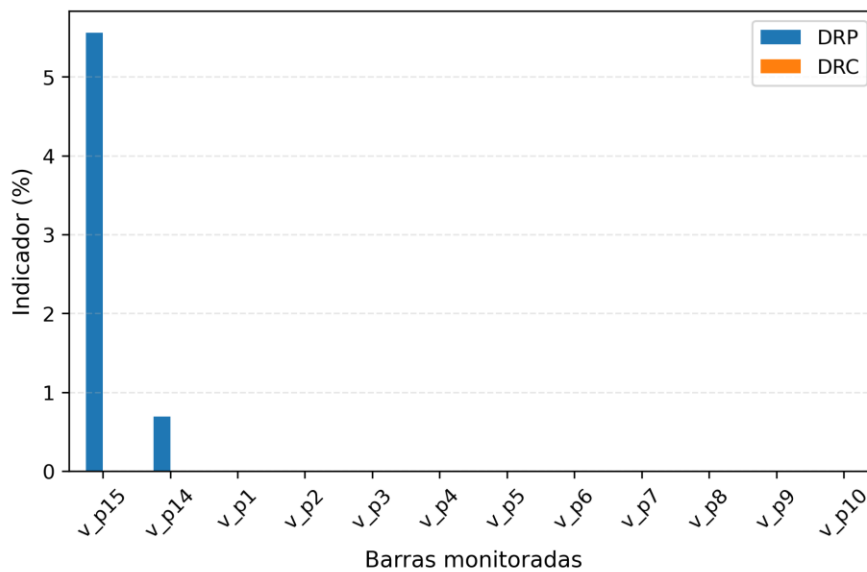


Fonte: Autoria Própria

### 4.3.1 Impacto técnico do BESS centralizado

A comparação entre os cenários S1 e S2 evidencia que a inserção do BESS centralizado alterou de forma expressiva o comportamento elétrico da rede ilustrado na Figura 15. O DRP total foi reduzido de 75,00 p.p. para 6,25 p.p., enquanto o DRC total caiu de 27,78 p.p. para 0, eliminando integralmente as violações críticas. Também houve redução do número de barras com problemas, de 6 para 2 no caso do DRP e de 3 para 0 no caso do DRC.

Figura 15 - Ranking das barras com maiores percentuais de transgressão em S2

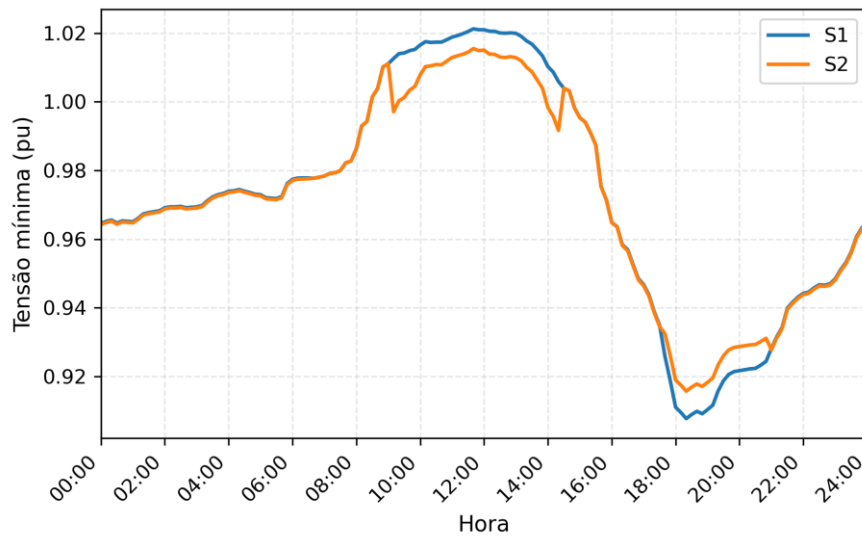


Fonte: Autoria própria.

No perfil de tensão, o efeito do armazenamento também foi relevante. A tensão máxima foi reduzida de 1,0703 pu para 1,0445 pu, retirando o sistema da faixa de sobretensão crítica observada em S1. Já a tensão mínima se elevou de 0,9077 pu para 0,9157 pu, indicando melhora nas condições mais severas de afundamento, embora ainda permaneça em faixa precária. Esse comportamento pode ser observado na Figura 16 na qual S2 apresenta valores superiores aos de S1 principalmente no período noturno, quando a rede volta a operar com menor suporte da GD.

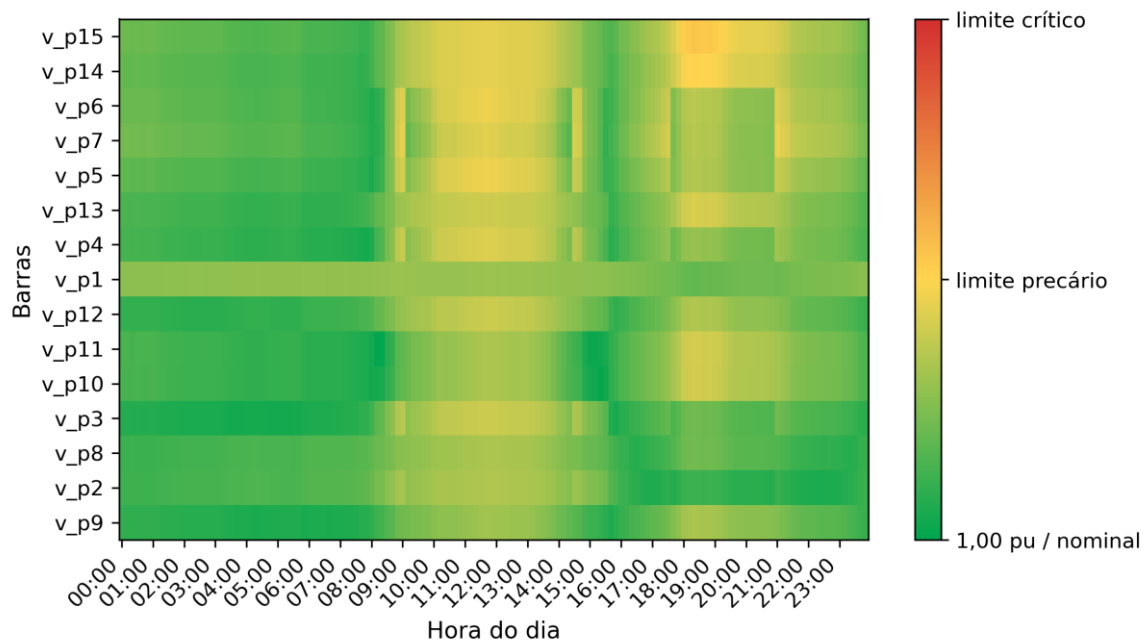
Do ponto de vista espacial, a melhoria foi significativa nas barras que eram mais críticas em S1. As barras 7,6 e 5, que antes concentravam violações severas, deixaram de apresentar DRC no cenário S2. As ocorrências remanescentes de DRP ficaram restritas a 15 e 14, com predominância de 15, conforme ilustrado na Figura 16. O mapa de severidade da Figura 17 confirma esse deslocamento: a criticidade foi reduzida no conjunto da rede, mas persistiram regiões com maior sensibilidade, sobretudo em barras mais afastadas do ponto de instalação do BESS.

Figura 16 - Perfis de tensão mínima dos cenários S1 e S2



Fonte: Autoria própria.

Figura 17 – Heatmap de severidade das transgressões no cenário S2



Fonte: Autoria própria.

#### 4.3.2 Discussão do cenário centralizado

Os resultados mostram que a estratégia centralizada foi tecnicamente eficaz para eliminar violações críticas, reduzir fortemente as violações precárias e atenuar os extremos de tensão. O principal ganho esteve associado ao controle das sobretensões induzidas pela GD e à melhora do vale de tensão no período de maior carregamento, o que revela capacidade do BESS de atuar como recurso de flexibilidade ao longo do dia.

Ao mesmo tempo, os resultados indicam que essa melhora não foi absolutamente uniforme. Embora uma única bateria tenha produzido efeito amplo sobre os indicadores globais, a permanência de DRP em 15 e 14 mostra que a atuação centralizada não suprimiu integralmente a sensibilidade espacial da rede. Em outras palavras, o BESS melhorou o desempenho do sistema como um todo, mas parte das limitações permaneceu em pontos específicos do alimentador.

Assim, o cenário S2 evidencia que o armazenamento centralizado constitui uma alternativa efetiva para mitigação de problemas de tensão em redes com GD, especialmente quando instalado em barra eletricamente estratégica. Entretanto, os resultados também sugerem que, em redes com criticidade distribuída ao longo do alimentador, a ação de um único ponto de armazenamento tende a ser mais eficiente para reduzir a severidade global do que para uniformizar completamente o perfil de tensão em todas as barras.

#### 4.4 Resultados da estratégia distribuída de armazenamento

Nos subcasos da estratégia distribuída, o Algoritmo Genético passou a definir simultaneamente a localização, a potência e a capacidade energética de múltiplas unidades de armazenamento. De modo geral, os três arranjos distribuídos eliminaram integralmente as violações regulatórias de tensão, com DRP = 0% e DRC = 0% em todos os casos, conforme a Tabela 14. Assim, a comparação entre os subcasos passa a depender principalmente de métricas secundárias, como tensões extremas, porte total instalado e valor da função objetivo.

Tabela 14 - Resumo das melhores soluções dos arranjos distribuídos

	<b>S3-a</b>	<b>S3-b</b>	<b>S3-c</b>
<b>Baterias</b>	2	3	5
<b>DRP total</b>	0	0	0
<b>DRC total</b>	0	0	0
<b>Barras com DRP</b>	0	0	0
<b>Barras com DRC</b>	0	0	0
<b>Tensão mínima</b>	0,9258	0,9265	0,9245
<b>Tensão máxima</b>	1,0443	1,0464	1,0427
<b>Potência total BESS</b>	12,0599	17,5131	23,1325
<b>Energia total BESS</b>	49,9345	70,5984	71,1915
<b>Fitness</b>	220,4679	316,3278	373,7078

Fonte: Autoria própria.

Cabe observar que as tabelas de gradiente de severidade mantêm valores positivos de proximidade aos limites, mesmo quando os indicadores DRP e DRC são nulos. Por essa razão,

os mapas térmicos são aqui interpretados como medidas relativas de criticidade residual e não como evidência de violação efetiva. Sob essa ótica, a estratégia distribuída mostrou capacidade de ampliar o suporte espacial à rede, embora com diferenças relevantes de eficiência entre os subcasos.

#### 4.4.1 Resultado da otimização para S3-a ( $N_{BAT}=2$ )

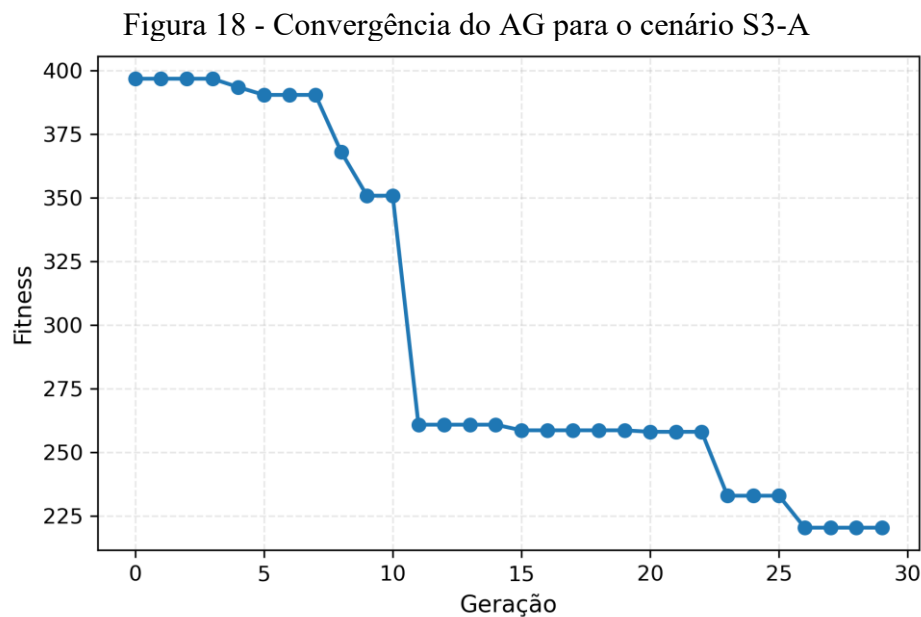
No subcaso S3-a, a solução ótima foi composta por duas baterias alocadas nas barras 6 e 15, com potências de 9,56 kW e 2,50 kW, e capacidades de 44,02 kWh e 5,91 kWh, respectivamente, como apresentado na Tabela 15. O arranjo resultou em 12,06 kW de potência total e 49,93 kWh de energia total instalada, com fitness de 220,47, o menor entre os subcasos distribuídos, conforme a Tabela 14. A distribuição foi marcadamente concentrada, pois a barra 6 absorveu cerca de 79% da potência e 88% da energia do conjunto.

Tabela 15 - Indivíduo gerado pela otimização do AG para  $N_{BAT} = 2$

Barra	Potência kW	Energia kWh
6	9,5599	44,0205
15	2,5	5,9141
<b>TOTAL</b>	<b>12,06</b>	<b>49,93</b>

Fonte: Autoria própria.

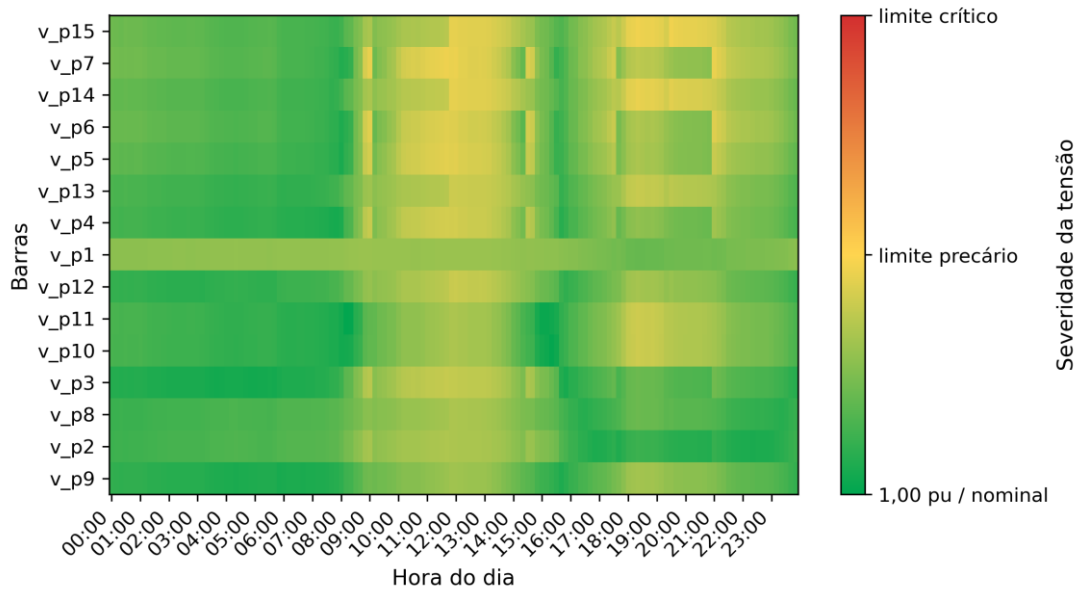
Essa configuração foi suficiente para eliminar completamente DRP e DRC, mantendo tensão mínima de 0,9258 pu, tensão máxima de 1,0443 pu. A Figura 18 mostra convergência rápida e estável, com redução contínua da função objetivo até um patamar próximo do valor final.



Fonte: Autoria própria.

A análise da Figura 19 indica que as maiores criticidades residuais permaneceram em torno das barras 15, 7 e 14, ainda que abaixo dos limites de violação. Assim, o principal destaque técnico de S3-a foi alcançar conformidade plena com o menor porte total instalado e com a melhor resposta da função objetivo, sugerindo elevada eficiência do arranjo com apenas duas unidades.

Figura 19 - Heatmap de severidade das transgressões no cenário S3-a



Fonte: Autoria própria.

#### 4.4.2 Resultado da otimização para S3-b ( $N_{BAT} = 3$ )

No subcaso S3-b, o AG distribuiu três baterias nas barras 2, 15 e 6, com potências de 7,61 kW, 2,50 kW e 7,41 kW, e capacidades de 26,90 kWh, 8,90 kWh e 34,81 kWh, conforme a Tabela 16. Em comparação com S3-a, a solução tornou-se menos concentrada, com dois polos principais de suporte, nas barras 2 e 6, e um reforço complementar na barra 15. O porte total aumentou para 17,51 kW e 70,60 kWh, enquanto o fitness subiu para 316,33, como mostra a Tabela 14.

Tabela 16 - Indivíduo gerado pela otimização do AG para  $N_{BAT} = 3$

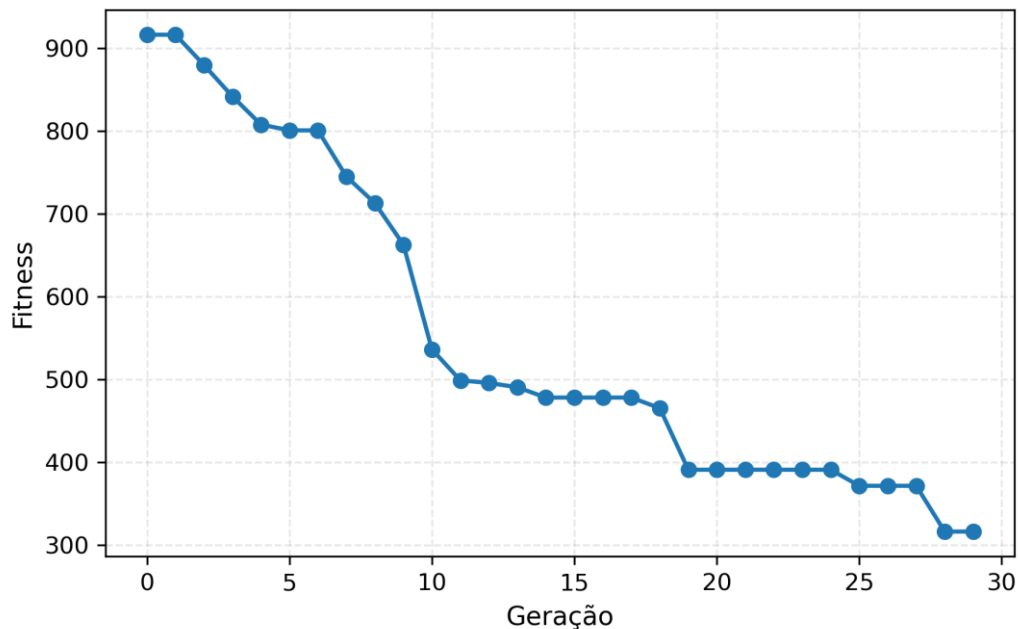
Barra	Potência kW	Energia kWh
<b>2</b>	7,60734	26,89689
<b>15</b>	2,50000	8,89510
<b>6</b>	7,40577	34,80636

Fonte: Autoria própria.

Elétricamente, S3-b também eliminou integralmente DRP e DRC, mas apresentou a maior tensão mínima entre os subcasos distribuídos, de 0,9265 pu, o que constitui sua melhor resposta técnica. Em contrapartida, a tensão máxima atingiu 1,0464 pu, a mais elevada entre os

três arranjos distribuídos, embora ainda em condição adequada. A Figura 20 também indica convergência consistente, porém com valor final superior ao de S3-a.

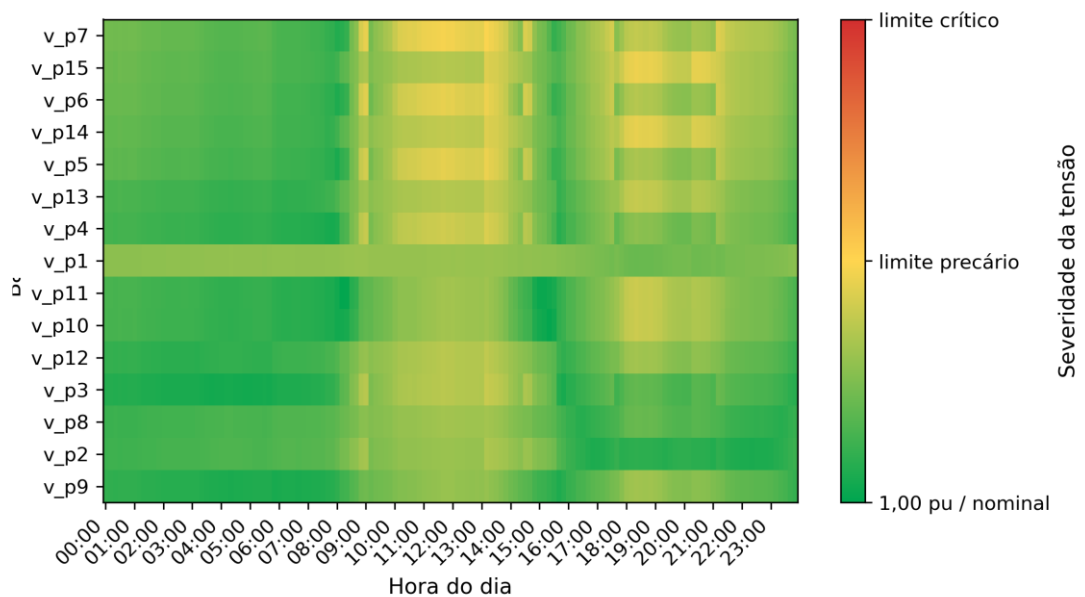
Figura 20 - Convergência do AG para o cenário S3-B



Fonte: Autoria própria.

Os resultados sugerem que a terceira bateria ampliou o alcance do suporte e melhorou discretamente o vale de tensão, mas sem produzir ganho regulatório adicional, uma vez que S3-a já havia zerado DRP e DRC. Pela figura 21 as maiores severidades relativas se concentraram em 7, 15 e 6, o que indica persistência de regiões eletricamente mais sensíveis, ainda que sem extrapolação dos limites.

Figura 21 - Heatmap de severidade das transgressões no cenário S3-b



Fonte: Autoria própria.

#### 4.4.3 Resultado da otimização para S3-c ( $N_{BAT} = 5$ )

No subcaso S3-c, a solução ótima distribuiu cinco baterias nas barras 1, 5, 7, 2 e 13, conforme a Tabela 17. Trata-se do arranjo espacialmente mais espalhado, com presença de unidades em regiões distintas do alimentador, o que caracteriza o maior grau de capilaridade entre os subcasos. Ainda assim, a alocação permaneceu parcialmente hierarquizada, pois a barra 7 concentrou cerca de 42% da potência e 65% da energia instalada.

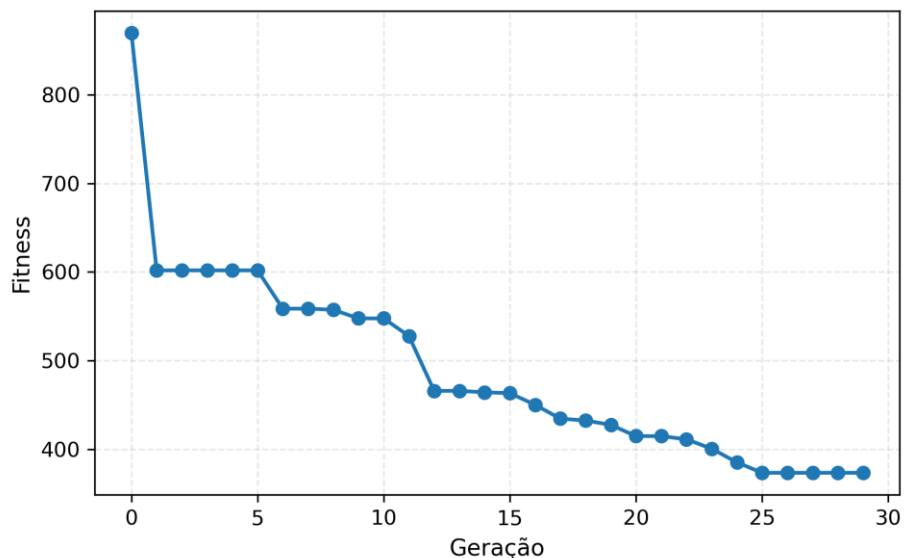
Tabela 17 - Indivíduo gerado pela otimização do AG para  $N_{BAT} = 5$

Barra	Potência kW	Energia kWh
1	3,8992	6,0408
5	2,8433	5,6331
7	9,7179	46,5695
2	2,8950	2,9898
13	3,7768	9,9582

Fonte: Autoria própria.

O porte total atingiu 23,13 kW e 71,19 kWh, com fitness de 373,71, o maior entre os casos distribuídos, conforme a Tabela 14. Em termos de desempenho elétrico, S3-c manteve  $DRP = 0\%$  e  $DRC = 0\%$ , e apresentou a menor tensão máxima, de 1,0427 pu, o que evidencia melhor contenção dos picos de tensão. Por outro lado, sua tensão mínima, de 0,9245 pu, foi ligeiramente inferior à de S3-a e S3-b. A Figura 22 mostra convergência estável, mas para um patamar final mais alto, coerente com o maior porte instalado.

Figura 22 - Convergência do AG para o cenário S3-c

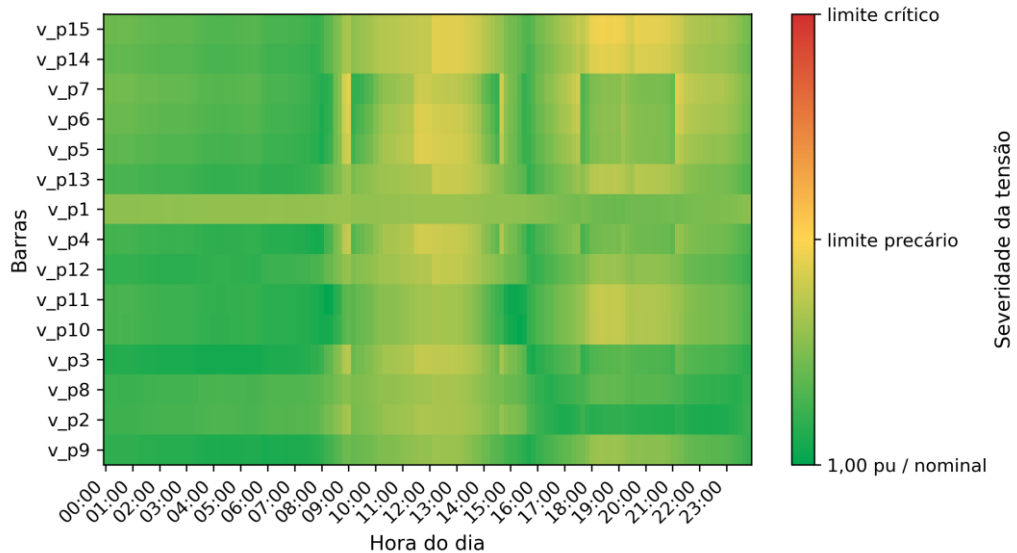


Fonte: Autoria própria.

A Figura 23 sugere redução da severidade relativa nas barras associadas ao agrupamento 5, 6 e 7, especialmente em comparação com S3-a e S3-b, embora 15 e 14 permaneçam como

zonas de maior proximidade aos limites. Assim, a principal contribuição técnica de S3-c foi refinar o controle de sobretensão, à custa de maior complexidade e pior valor da função objetivo.

Figura 23 - Heatmap de severidade das transgressões no cenário S3-c

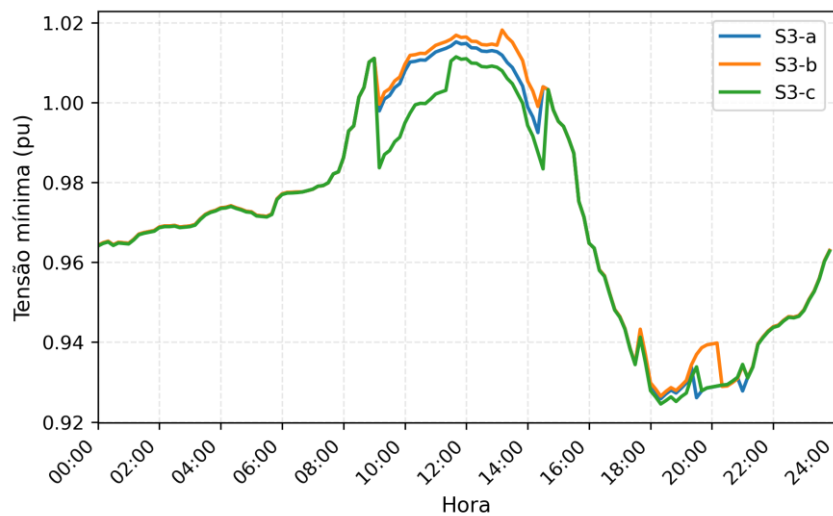


Fonte: Autoria própria.

#### 4.4.4 Comparação entre os subcasos distribuídos

A comparação direta mostra que o aumento de  $N_{BAT}$  de 2 para 3 e depois para 5 não alterou os indicadores regulatórios, uma vez que todos os subcasos já apresentaram DRP e DRC nulos. Nesse sentido, o ganho principal da estratégia distribuída ocorreu já em S3-a, e os subcasos seguintes passaram a atuar sobretudo no ajuste fino do desempenho elétrico. A Figura 24 evidencia esse comportamento de saturação.

Figura 24 - Gráficos das tensões mínimas dos subcasos S3a, S3b e S3c



Fonte: Autoria própria.

No que se refere às tensões extremas, as diferenças foram pequenas. A tensão mínima variou de 0,9258 pu em S3-a para 0,9265 pu em S3-b e 0,9245 pu em S3-c, isto é, uma faixa total inferior a 0,002 pu. Já a tensão máxima foi de 1,0443 pu em S3-a, 1,0464 pu em S3-b e 1,0427 pu em S3-c, o que indica leve piora em S3-b e melhor contenção em S3-c.

No entanto, o porte instalado cresceu de forma significativa. A potência total passou de 12,06 kW em S3-a para 17,51 kW em S3-b e 23,13 kW em S3-c, enquanto a energia total aumentou de 49,93 kWh para 70,60 kWh e 71,19 kWh. Esse aumento foi acompanhado de piora progressiva da função objetivo, com fitness de 220,47, 316,33 e 373,71, respectivamente. Como o desempenho regulatório já havia sido plenamente atendido em S3-a, os acréscimos de baterias tenderam a produzir ganhos marginais decrescentes: S3-b apresentou a melhor resposta em tensão mínima.

A análise comparativa entre os subcasos distribuídos evidenciou que o aumento do número de unidades de armazenamento altera não apenas a distribuição espacial do suporte de tensão, mas também a magnitude dos ganhos técnicos obtidos em termos de mitigação de violações e comportamento global da rede. Entretanto, a avaliação da estratégia distribuída não se esgota na comparação interna entre S3-a, S3-b e S3-c, sendo necessário situá-la em relação aos demais cenários com geração distribuída. Nesse contexto, a seção seguinte apresenta uma comparação entre os casos com GD, incluindo a condição sem armazenamento, a estratégia centralizada e os arranjos distribuídos, visando a consolidação dos principais achados do capítulo.

#### **4.5 Análise comparativa dos cenários simulados**

Em continuidade à seção anterior, a comparação entre os subcasos distribuídos pode agora ser inserida em uma perspectiva mais ampla, envolvendo todos os cenários simulados. Sob esse enquadramento, além dos indicadores regulatórios e das tensões extremas, também foram analisados os perfis diários agregados de carregamento do alimentador, por meio da potência ativa total  $P_{A+B+C}$  e da potência aparente total  $S_{A+B+C}$ , com o objetivo de evidenciar como a presença da GD e das diferentes estratégias de armazenamento modifica o comportamento global da rede ao longo do dia.

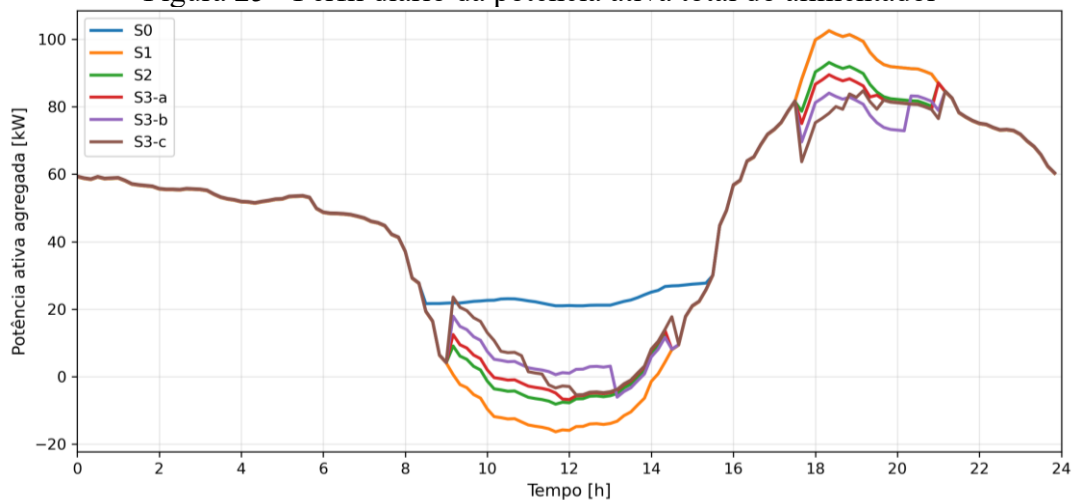
Tabela 18 - Comparação global entre os cenários simulados

	S0	S1	S2	S3-a	S3-b	S3-c
<b>DRP total</b>	25	75	6,2500	0	0	0
<b>DRC total</b>	0	27,7778	0	0	0	0
<b>Barras com DRP</b>	5	6	2	0	0	0
<b>Barras com DRC</b>	0	3	0	0	0	0
<b>Tensão mínima em pu</b>	0,9077	0,9077	0,9157	0,9258	0,9265	0,9245
<b>Tensão máxima em pu</b>	1,0285	1,0703	1,0445	1,0443	1,0464	1,0427
<b>Potência total BESS</b>			8,6222	12,0599	17,5131	23,1325
<b>Energia total BESS kWh</b>			39,8036	49,9345	70,5984	71,1915

Fonte: Autoria própria.

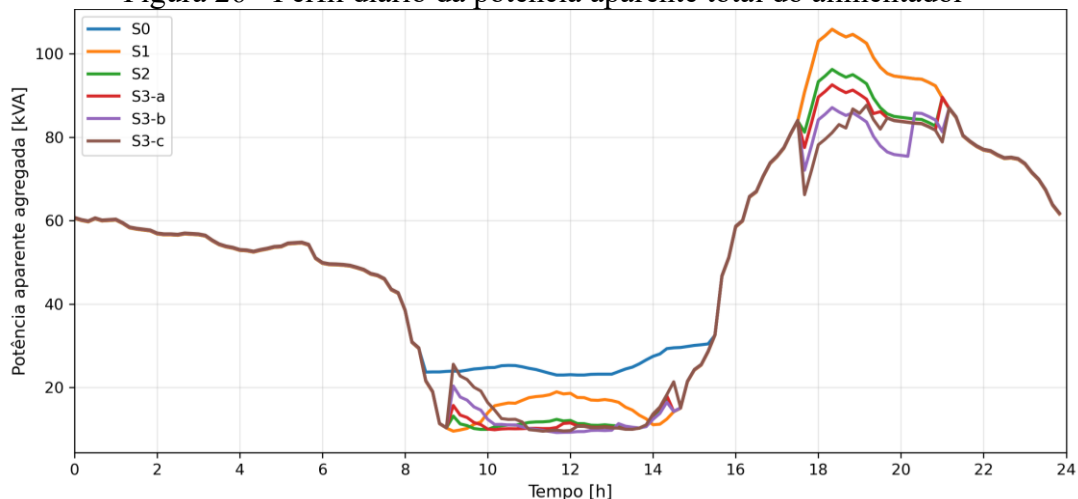
As Figuras 25 e 26 complementam a análise da Tabela 18 ao mostrar como o comportamento do alimentador muda ao longo do dia em cada cenário. No caso-base S0, a potência agregada permanece positiva durante todo o período, representando a condição normal de atendimento da carga pela rede.

Figura 25 - Perfil diário da potência ativa total do alimentador



Fonte: Autoria própria.

Figura 26 - Perfil diário da potência aparente total do alimentador



Fonte: Autoria própria.

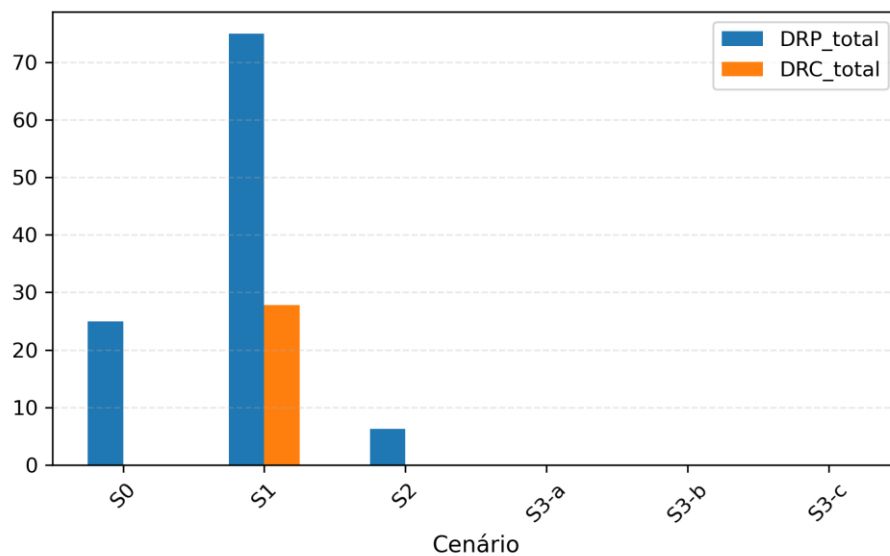
No cenário S1, com GD e sem armazenamento, observa-se a maior alteração no perfil diário. Entre aproximadamente 9 h e 14 h, a potência ativa agregada assume valores negativos, indicando que a geração fotovoltaica supera a demanda local nesse intervalo. Além disso, esse cenário também apresenta o maior pico no início da noite. Esse comportamento mostra que a inserção da GD, sem o apoio de armazenamento, torna a operação do sistema mais crítica.

No cenário S2, com um BESS centralizado, esse efeito é reduzido. A curva passa a ficar mais próxima de zero no período diurno, mostrando que parte do excedente de geração é absorvida pela bateria. Também se observa redução do pico no início da noite, o que indica uma operação mais equilibrada do sistema.

Nos cenários distribuídos S3-a, S3-b e S3-c, a regularização do perfil é ainda mais evidente. Em comparação com S1, há menor inversão de fluxo no período de maior geração solar e menor pico no horário de ponta. De forma geral, isso indica que a estratégia distribuída contribui para suavizar melhor o carregamento líquido do alimentador ao longo do dia.

A Figura 26 apresenta tendência semelhante para a potência aparente agregada. Como os perfis de potência aparente ficaram muito próximos dos perfis de potência ativa, percebe-se que o comportamento global do alimentador foi influenciado principalmente pela variação da potência ativa líquida.

Figura 27 – DRP Total e DRC Total dos cenários simulados



Fonte: Autoria própria.

A figura 27 realiza análise comparativa das transgressões de tensão nos cenários simulados. O cenário S1 constitui o caso mais crítico entre aqueles com GD. Nele, o sistema apresentou os maiores valores de DRP e DRC, além da maior tensão máxima, evidenciando que a inserção da geração distribuída, sem suporte adicional, intensificou sobretensões e ampliou a incidência de violações. Em termos físicos, esse comportamento é coerente com a

elevação local de tensão em períodos de maior injeção e com a ausência de um mecanismo capaz de absorver excedentes energéticos ou redistribuir suporte ao longo da rede.

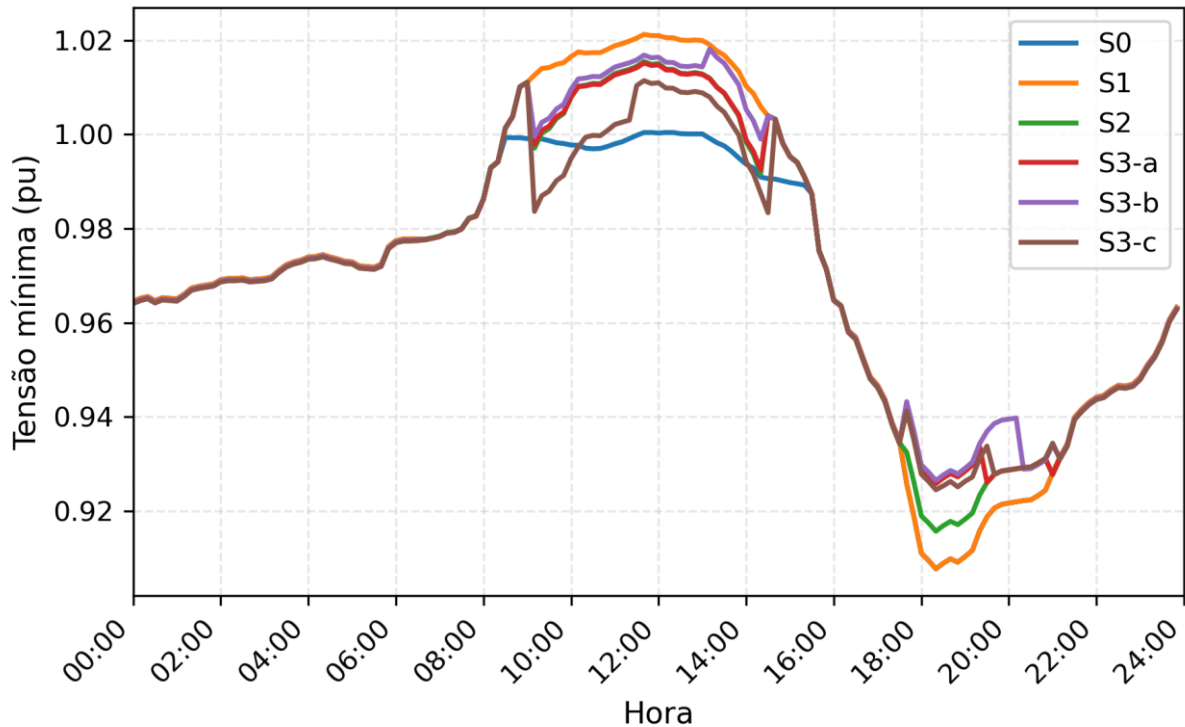
A introdução do BESS centralizado em S2 alterou esse quadro de maneira expressiva. Houve eliminação completa do DRC e redução acentuada do DRP, além de melhora da tensão mínima. Ainda assim, o fato de S2 manter DRP residual mostra que uma única unidade de armazenamento, embora eficaz para amortecer os extremos de operação, não esgota inteiramente os efeitos espaciais da criticidade imposta pela GD. Em outros termos, a estratégia centralizada produziu melhora global relevante, mas sua capacidade de suporte permaneceu condicionada ao alcance elétrico de um único ponto de atuação.

Os subcasos distribuídos, por sua vez, eliminaram integralmente tanto o DRP quanto o DRC, zerando também o número de barras com violações. Esse resultado mostra que a dispersão espacial do armazenamento aumenta a capilaridade do suporte à rede e melhora a capacidade de enfrentamento de problemas localizados. Entre eles, S3-a já foi suficiente para atingir conformidade plena, enquanto S3-b e S3-c passaram a atuar predominantemente no refinamento do desempenho, com reduções adicionais, porém modestas e pequenos ajustes nas tensões extremas. Esse comportamento confirma que, a partir do momento em que as violações são integralmente mitigadas, o aumento do número de baterias tende a produzir ganhos marginais decrescentes.

A comparação entre as estratégias centralizada e distribuída evidencia, assim, uma diferença técnica importante. A solução centralizada se destacou por entregar forte melhoria com menor porte total instalado que os arranjos distribuídos, sobretudo em relação à potência e à energia acumuladas nos cenários S3. Já a estratégia distribuída mostrou-se superior na eliminação completa das violações e no suporte mais homogêneo ao alimentador. Dentro desse grupo, S3-a revelou o melhor compromisso técnico global, pois alcançou DRP e DRC nulos com menor porte instalado e menor valor de função objetivo que S3-b e S3-c.

A leitura conjunta do comportamento da tensão mínima, mostrada na figura 28 reforça essa interpretação. S1 foi o cenário mais vulnerável no vale noturno, ao passo que S2 e, principalmente, os cenários distribuídos elevaram esse patamar. Ainda assim, as diferenças entre S3-a, S3-b e S3-c foram pequenas, o que sugere saturação progressiva do benefício à medida que novas unidades são adicionadas. De forma semelhante, a melhoria nas perdas ocorreu de modo monotônico do S2 para o S3-c, mas com incrementos relativamente modestos frente ao aumento do porte instalado. Logo, o problema estudado não indica uma relação linear entre quantidade de baterias e ganho técnico obtido.

Figura 28 - Gráficos das tensões mínimas dos cenários simulados



Fonte: Autoria própria.

Em síntese, os resultados do capítulo mostram que a simples inserção de GD, sem armazenamento, amplia a variabilidade do regime de tensão e pode deteriorar os indicadores de qualidade. A incorporação de BESS, por sua vez, constitui uma medida efetiva de mitigação, sendo a estratégia centralizada suficiente para reduzir fortemente os problemas e a estratégia distribuída mais eficiente para eliminá-los por completo. Ao mesmo tempo, a análise evidencia que o acréscimo sucessivo de baterias não implica melhoria proporcional, o que destaca a importância de se avaliar não apenas o desempenho elétrico final, mas também o compromisso entre conformidade, perdas, suporte espacial e porte instalado. Esse conjunto de achados consolida a interpretação dos cenários com GD e estabelece a base para as conclusões finais do trabalho.

## 5 CONCLUSÃO

Este trabalho analisou, por meio de simulações QSTS em Python integradas ao OpenDSS, o impacto da alocação de sistemas de armazenamento em baterias em um circuito de distribuição com geração distribuída, tomando como referência a comparação entre estratégias centralizada e distribuída. O objetivo geral consistiu em comparar tais estratégias quanto à mitigação de violações de tensão, considerando indicadores DRP e DRC e o dimensionamento ótimo via Algoritmo Genético, no contexto metodológico definido no trabalho.

Os resultados mostraram que a inserção de GD sem armazenamento agravou de forma expressiva o desempenho regulatório do sistema, elevando as ocorrências de tensão precária e introduzindo também ocorrências críticas. Em contrapartida, a adoção de BESS reduziu substancialmente tais violações em ambos os arranjos avaliados. A estratégia centralizada já se mostrou tecnicamente eficaz, ao praticamente eliminar as transgressões críticas e reduzir fortemente o DRP. Contudo, a estratégia distribuída apresentou o melhor desempenho global, pois eliminou integralmente DRP e DRC em todos os subcasos analisados, além de elevar a tensão mínima do sistema e manter a tensão máxima sob controle.

A comparação entre centralização e distribuição indica, portanto, que a superioridade da estratégia distribuída ocorreu sobretudo na qualidade global do suporte de tensão ao longo do alimentador. Enquanto o arranjo centralizado foi eficiente, a distribuição espacial dos BESS proporcionou atuação mais capilarizada sobre os pontos críticos da rede, favorecendo a eliminação completa das violações. Por outro lado, os resultados também evidenciaram um trade-off importante: o aumento do número de baterias não implicou ganhos proporcionais de desempenho. Após o atendimento pleno dos critérios regulatórios em S3-a, os arranjos com três e cinco baterias passaram a demandar maior potência e energia instaladas, com benefícios marginais reduzidos. Assim, embora S3-b tenha apresentado a melhor tensão mínima, o subcaso S3-a representou o melhor compromisso técnico entre desempenho e parcimônia de recursos.

Como contribuição, o trabalho consolidou uma abordagem integrada entre modelagem elétrica no OpenDSS, automação em Python, simulação temporal QSTS e otimização por Algoritmo Genético com variáveis mistas, empregando os indicadores DRP e DRC como critério comparativo para avaliação de estratégias de alocação de armazenamento. Essa estrutura permitiu não apenas comparar centralização e distribuição, mas também interpretar os efeitos do porte e da dispersão espacial dos BESS sobre o comportamento elétrico da rede.

Entre as limitações da pesquisa, destacam-se a análise restrita a um único circuito, o uso de perfis temporais específicos, a adoção de uma política de operação previamente definida

para o BESS e a ausência de modelagem detalhada de degradação, incertezas estocásticas e avaliação econômica aprofundada. Tais limitações, contudo, não invalidam os achados, apenas delimitam seu alcance.

Como continuidade, recomendam-se estudos com formulação multiobjetivo, inclusão de custos e vida útil das baterias, otimização conjunta entre alocação e despacho, aplicação a sistemas de maior porte e consideração explícita de incertezas de carga e geração, além da comparação com outras metaheurísticas ou métodos híbridos. Em síntese, conclui-se que, no sistema analisado, o armazenamento distribuído foi a alternativa tecnicamente mais eficaz para mitigação das violações de tensão, mas sua expansão deve ser conduzida com critério, pois o aumento do número de unidades tende a produzir retornos técnicos decrescentes.

## REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Resolução Normativa ANEEL nº 1.059, de 7 de Fevereiro de 2023**. Aprimora as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica; Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2023.
- ALAHMAD, Ahmad K. Voltage regulation and power loss mitigation by optimal allocation of energy storage systems in distribution systems considering wind power uncertainty. **Journal of Energy Storage**, [s. l.], v. 59, p. 106467, mar. 2023. DOI: 10.1016/j.est.2022.106467. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2352152X22024562>. Acesso em: 30 ago. 2025.
- ALVES, Camila S.; MUNIZ, João R. da S.; SILVA, Luiz E. S. e; NUNES, Marcus Vinícius A.; VIEIRA, João Paulo A.; JR, Ghendy C. Alocação Ótima de Sistemas de Armazenamento de Energia a Baterias para Mitigar Sobretensão em Redes Elétricas sob Massiva Penetração de Geração Fotovoltaica. **Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE**, [s. l.], v. 1, n. 1, 2020. DOI: 10.48011/sbse.v1i1.2310. Disponível em: [https://www.sba.org.br/open\\_journal\\_systems/index.php/sbse/article/view/2310](https://www.sba.org.br/open_journal_systems/index.php/sbse/article/view/2310). Acesso em: 13 ago. 2025.
- ALVES, Mayara das Neves. **Aplicação de sistemas de armazenamento de energia em redes de distribuição com elevada penetração de geração solar fotovoltaica distribuída**. [s. l.], , ago. 2020. Disponível em: <http://pantheon.ufrj.br/handle/11422/23212>. Acesso em: 9 jan. 2026.
- ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, DF: ANEEL, 2012.
- BRASIL. **Lei nº 14.300, de 6 de janeiro DE 2022**. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída. Brasília, DF: Presidência da República, 2022. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm). Acesso em: 29 dez. 2025.
- CASTRO, Nivalde de; GOUVÊA, Adriana Ribeiro; MOSZKOWICZ, Mauricio. Desafios das distribuidoras de energia elétrica frente à difusão dos recursos energéticos distribuídos. **Desafios das distribuidoras de energia elétrica frente à difusão dos recursos energéticos distribuídos**, Rio de Janeiro, , 8 dez. 2017.
- EL-KHATTAM, W.; SALAMA, M. M. A. Distributed generation technologies, definitions and benefits. **Electric Power Systems Research**, [s. l.], v. 71, n. 2, p. 119–128, out. 2004. DOI: 10.1016/j.epsr.2004.01.006. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378779604000240>. Acesso em: 27 ago. 2025.
- FERREIRA, Isabela dos Santos. Breve histórico da regulamentação da geração distribuída no Brasil. [s. l.], , 16 dez. 2022. Disponível em: <https://repositorio.unifesp.br/handle/11600/66482>. Acesso em: 4 dez. 2025.

IEA. **Electricity Information - Data product**. Paris, 2025. Portal: IEA. Portal. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/electricity-information>. Acesso em: 27 jul. 2025.

MACEDO, José Rubens; JUNIOR, José Antônio Dária; TIZZO, Pedro. Sistemas distribuídos de armazenamento de energia para regulação de tensão e alívio de carregamento em circuitos secundários de baixa tensão. *In*: 1ª CONFERÊNCIA BRASILEIRA SOBRE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS, 2024, Uberlândia, MG. **Anais da 1ª Conferência Brasileira sobre Recursos Energéticos Distribuídos**. Uberlândia, MG: Galoá, 2024. Disponível em: <https://proceedings.science/cbred-2024/trabalhos/sistemas-distribuidos-de-armazenamento-de-energia-para-regulacao-de-tensao-e-ali?lang=pt-br>. Acesso em: 10 out. 2025.

MACHADO, Caio Fábio Bernardo. **Metodologia para determinação de valor locacional de sistemas de armazenamento em redes de distribuição**. 2024. — Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), [s. l.], 1 abr. 2024. Accepted: 2024-07-15T11:07:38Z. Disponível em: <https://repositorio.ufjf.br/jspui/handle/ufjf/16794>. Acesso em: 13 maio 2025.

PENG, Simin; ZHU, Liyang; DOU, Zhenlan; LIU, Dandan; YANG, Ruixin; PECHT, Michael. Method of Site Selection and Capacity Setting for Battery Energy Storage System in Distribution Networks with Renewable Energy Sources. **Energies**, [s. l.], v. 16, n. 9, p. 3899, 5 maio 2023. DOI: 10.3390/en16093899.

PEREZ-ARRIAGA, Ignacio J. The Transmission of the Future: The Impact of Distributed Energy Resources on the Network. **IEEE Power and Energy Magazine**, [s. l.], v. 14, n. 4, p. 41–53, jul. 2016. DOI: 10.1109/MPE.2016.2550398. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7491385>. Acesso em: 19 set. 2025.

RAZAVI, Seyed-Ehsan; RAHIMI, Ehsan; JAVADI, Mohammad Sadegh; NEZHAD, Ali Esmaeel; LOTFI, Mohamed; SHAFIE-KHAH, Miadreza; CATALÃO, João P. S. Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 105, p. 157–167, maio 2019. DOI: 10.1016/j.rser.2019.01.050. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032119300668>. Acesso em: 9 jan. 2026.

ZHANG, Dong; SHAFIULLAH, G. M.; DAS, Choton K.; WONG, Kok Wai. A systematic review of optimal planning and deployment of distributed generation and energy storage systems in power networks. **Journal of Energy Storage**, [s. l.], v. 56, p. 105937, dez. 2022. DOI: 10.1016/j.est.2022.105937. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2352152X22019259>. Acesso em: 30 ago. 2025.