



**INSTITUTO
FEDERAL**

Pernambuco

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Pernambuco

Campus Garanhuns

Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica

LIDIANE LETÍCIA DOS SANTOS SILVA

**ANÁLISE DA APLICAÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA
CONSIDERANDO A DIVERSIFICAÇÃO DAS FONTES DE GERAÇÃO
RENOVÁVEL**

Garanhuns – PE

2025

LIDIANE LETÍCIA DOS SANTOS SILVA

**ANÁLISE DA APLICAÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA
CONSIDERANDO A DIVERSIFICAÇÃO DAS FONTES DE GERAÇÃO
RENOVÁVEL**

Trabalho de conclusão de curso apresentado à
Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica
do Instituto Federal de Pernambuco, campus
Garanhuns, como requisito para obtenção do
título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Wilker Victor da Silva Azevêdo

Garanhuns – PE

2025

S586a Silva, Lidiane Letícia dos Santos

Análise da aplicação de sistemas de armazenamento de energia considerando a diversificação das fontes de geração renovável / Lidiane Letícia dos Santos Silva ; orientador Wilker Victor da Silva Azevedo, 2025.

87f. : il.

Orientador: Wilker Victor da Silva Azevedo.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Instituto Federal de Pernambuco. Pró-Reitoria de Ensino. Diretoria de Ensino. Campus Garanhuns. Coordenação do Curso Superior em Engenharia. Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica, 2025.

1. Redes elétricas - Análise. 2. Energia elétrica - Armazenamento
3. Energia - Fontes alternativas. 4. Sistemas de energia elétrica. I. Título.
II. Azevedo, Wilker Victor da Silva (orientador). III. Instituto Federal de Pernambuco.

CDD 621.3191

Louise Machado Freire Dias – CRB4/2267

LIDIANE LETÍCIA DOS SANTOS SILVA

**ANÁLISE DA APLICAÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA
CONSIDERANDO A DIVERSIFICAÇÃO DAS FONTES DE GERAÇÃO
RENOVÁVEL**

Trabalho de conclusão de curso apresentado à
Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica
do Instituto Federal de Pernambuco, campus
Garanhuns, como requisito para obtenção do
título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Trabalho aprovado em: 13/08/2025

Prof. Dr. Wilker Victor da Silva Azevêdo (IFPE, *campus* Garanhuns)
Orientador

Prof. Me. Thaiana Catarina Melo de Oliveira (IFPE, *campus* Garanhuns)
Avaliadora interna

Prof. Me. Michelle Ferreira Leite (IFPB, *campus* João Pessoa)
Avaliadora externa

*Dedico este trabalho aos meus pais,
Cicero e Lourdes.*

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus, cuja misericórdia foi meu refúgio e força em todos os momentos. Sem Sua presença em minha vida, não haveria sabedoria ou coragem suficientes para trilhar este caminho.

À minha família: meu pai Cicero, minha mãe Lourdes e minha irmã Livia, que sempre acreditaram em mim e me ofereceram todo o suporte necessário ao longo dessa caminhada. Obrigada por todo o cuidado e compreensão nos momentos de ausência. Hoje, dedico todo e qualquer sucesso meu a vocês.

Ao meu noivo, Fernando, por todo o amor dedicado a mim, pelo apoio incondicional ao longo dessa trajetória, por me animar e me incentivar nos dias difíceis e por comemorar comigo cada pequena conquista.

Ao meu avô, Gilberto (*in memoriam*), por todo o cuidado e suporte que me permitiram chegar até aqui.

Ao meu orientador, Wilker Azevêdo, por acreditar no meu potencial, por me permitir ter excelentes oportunidades de aprendizado e crescimento ao longo do curso e por ser uma referência para mim. Sua paciência, dedicação e orientação foram essenciais em toda a minha trajetória acadêmica. Obrigada por compartilhar seu conhecimento e por ser exemplo de profissionalismo e excelência.

Aos amigos que vivenciaram comigo as alegrias e dificuldades desses anos de graduação, em especial Daniela Silva, Danilo Oliveira, Felipe Maranhão, Kássio Silva, Lucas Felix, Lucas Paiva, Matheus Araújo e Pedro Gurgel. A amizade e o apoio de vocês foram de fundamental importância para mim.

Aos amigos que fiz no IFPE – Campus Garanhuns e que pude levar para a vida: Aline, Fernanda, Jackson e Mylena, obrigada pela amizade e apoio ao longo desses anos, vocês são essenciais para mim.

A todos aqueles com quem vivenciei ACETEC, Vencer Engenharia e Lumi, externo minha profunda gratidão por contribuírem de formar impar para a minha formação profissional, me permitindo desenvolver excelentes habilidade e ótimas vivências.

À toda a equipe de terceirizados do IFPE – Campus Garanhuns, por toda gentileza e cuidado ao longo desses anos. Em especial, Uilangêla de Araújo.

Ao IFPE – Campus Garanhuns por contribuir de forma tão significativa para minha formação, desde o ensino médio técnico até a graduação.

Ao CEPEL, pela disponibilização da licença acadêmica dos programas computacionais, em especial do ANAREDE, essencial para elaboração deste trabalho.

*Para que todos veja, e saibam, e considerem
e juntamente entendam que a mão do Senhor
fez isto. (Isaias 41:20a)*

RESUMO

A transição energética vivenciada no cenário elétrico atual tem promovido a ampliação da participação de fontes renováveis variáveis, especialmente solar e eólica, na matriz de geração. Embora ambientalmente sustentáveis, tais fontes impõem desafios operacionais ao Sistema Elétrico de Potência (SEP), em virtude de sua intermitência, imprevisibilidade e limitada capacidade de resposta em situações de contingência. Nesse contexto, os Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica (SAEs) despontam como alternativas tecnológicas promissoras, capazes de mitigar os impactos advindos dessas limitações e de elevar os níveis de confiabilidade, flexibilidade e eficiência na operação do sistema. Este trabalho tem por objetivo realizar uma análise comparativa da aplicação dos SAEs integrados a diferentes configurações de geração renovável – solar, eólica e híbrida – a fim de avaliar os benefícios técnicos advindos de sua inserção e as particularidades relacionadas à sua implementação. Para tanto, foram desenvolvidas modelagens específicas para cada cenário de integração, definindo-se parâmetros de operação e dimensionamento dos sistemas de armazenamento com base em dados reais de geração e nos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). As simulações foram conduzidas por meio do programa computacional ANAREDE, contemplando distintas condições operativas representadas pelos patamares de carga leve, média e pesada. Os resultados obtidos evidenciam que a inserção dos SAEs contribui positivamente para o alívio de carregamento em ativos do sistema e incremento da robustez operativa da rede, sendo o cenário de geração híbrida aquele que apresentou desempenho mais expressivo. Esta pesquisa reafirma a importância dos sistemas de armazenamento como elementos estratégicos para viabilizar a integração plena das fontes renováveis ao SIN, consolidando-se como ferramentas fundamentais para a segurança operativa e a sustentabilidade do setor elétrico nacional.

Palavras-chave: Fluxo de Potência. Sistemas de Armazenamento de Energia. Geração Renovável. ANAREDE.

ABSTRACT

The energy transition experienced in the current electricity scenario has promoted the increased participation of variable renewable sources, especially solar and wind, in the generation matrix. Although environmentally sustainable, these sources pose operational challenges to the Electric Power System (EPS) due to their intermittency, unpredictability, and limited response capacity in contingency situations. In this context, Electric Energy Storage Systems (EES) emerge as promising technological alternatives, capable of mitigating the impacts arising from these limitations and increasing the levels of reliability, flexibility, and efficiency in system operations. This work aims to conduct a comparative analysis of the application of EES integrated with different renewable generation configurations—solar, wind, and hybrid—in order to assess the technical benefits arising from their inclusion and the specificities related to their implementation. To this end, specific models were developed for each integration scenario, defining operating parameters and sizing of the storage systems based on real generation data and the Grid Procedures of the National Electric System Operator (ONS). The simulations were conducted using the ANAREDE software, considering different operating conditions represented by light, medium, and heavy load levels. The results show that the inclusion of SAEs contributes positively to relieving load on system assets and increasing the operational robustness of the grid, with the hybrid generation scenario showing the most significant performance. This research reaffirms the importance of storage systems as strategic elements for enabling the full integration of renewable sources into the SIN, consolidating their position as fundamental tools for the operational security and sustainability of the national electricity sector.

Keywords: Power Flow. Energy Storage Systems. Renewable Generation.
ANAREDE.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Crescimento da Matriz Energética Nacional.	22
Figura 2.2 - Principais Aplicações dos Sistemas de Armazenamento de Energia. ...	24
Figura 2.3 - Evolução da carga de energia do SIN por subsistema (MW Médio).	27
Figura 2.4 - Crescimento da Geração Renovável nos Próximos Anos.	28
Figura 2.5 - Mapa do Sistema de Transmissão.	30
Figura 3.1 – Modelo do SAE a Ser Conectado ao SIN.	46
Figura 3.2 – Diagrama de Conexão do SAE.	47
Figura 3.3 - Arquivo exemplo com dados de entrada do ANAREDE.	49
Figura 3.4 - Interface gráfica do ANAREDE.	49
Figura 3.5 - Barra de ferramentas do ANAREDE.	50
Figura 3.6 – Configurações para Cálculo do Fluxo de Potência.	51
Figura 4.1 – Subestação Santa Luzia II e adjacências.	53
Figura 4.2 – Diagrama do sistema sob estudo.	55
Figura 4.3 - Simulação do sistema em carga leve.	61
Figura 4.4 – Simulação do sistema em carga média.	62
Figura 4.5 – Simulação do sistema em carga pesada.	63
Figura 4.6 - Ativos adicionados ao sistema para realização do estudo.	65
Figura 4.7 – Conexão do SAE para armazenamento da energia solar (carga leve). 66	
Figura 4.8 - Condição de operação do transformador SLUZI2-PB034 / SLUZI2 -PB138 em carga leve (sem a inclusão do SAE – G. Solar).	67
Figura 4.9 - Condição de operação do transformador SLUZI2-PB034 / SLUZI2 -PB138 em carga leve (após inclusão do SAE – G. Solar).	67
Figura 4.10 - Condição de operação do transformador SLUZI2-PB034 / SLUZI2 -PB138 em carga média (sem a inclusão do SAE – G. Solar).	68
Figura 4.11 - Condição de operação do transformador SLUZI2-PB034 / SLUZI2 -PB138 em carga média (após inclusão do SAE – G. Solar).	68
Figura 4.12 – Conexões das gerações eólicas e do SAE.	70
Figura 4.13 – Fluxo de potência no transformador SLUZI2-PB138 / SL2-T1-PB000 em carga leve (sem a inclusão do SAE - Eólica).	71
Figura 4.14 - Fluxo de potência no transformador SLUZI2-PB138 / SL2-T1-PB000 em carga leve (após inclusão do SAE - Eólica).	71

Figura 4.15 - Barramentos com maior variação de tensão durante descarga do SAE (carga pesada).	72
Figura 4.16 – Fluxo de potência nas LTs MLG2—CE500/SLUZI2—PB500 e SLUZI2—PB500/CGT—PB500 sem descarga do SAE.	73
Figura 4.17 - Fluxo de potência nas LTs MLG2—CE500/SLUZI2—PB500 e SLUZI2—PB500/CGT—PB500 com descarga do SAE.	74
Figura 4.18 - Fluxo de potência no transformador SLUZI2-PB138 / SL2-T1-PB000 em carga pesada (sem inclusão do SAE – G. Eólica).	74
Figura 4.19 - Fluxo de potência no transformador SLUZI2-PB138 / SL2-T1-PB000 em carga pesada (com inclusão do SAE – G. Eólica).	75
Figura 4.20 - Fluxo de potência no transformador SLUZI2-PB138 / SL2-T1-PB000 em carga leve (sem inclusão do SAE – G. Híbrida).	77
Figura 4.21 - Fluxo de potência no transformador SLUZI2-PB138 / SL2-T1-PB000 em carga leve (durante carregamento do SAE – G. Híbrida).	77
Figura 4.22 - Fluxo de potência no transformador SLUZI2-PB138 / SL2-T1-PB000 em carga média (sem inclusão do SAE – G. Híbrida).	79
Figura 4.23 - Fluxo de potência no transformador SLUZI2-PB138 / SL2-T1-PB000 em carga média (durante carregamento do SAE – G. Híbrida).	79

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 2.1 – Tecnologias de Armazenamento de Energia	23
Gráfico 3.1 - Geração Média Horária Solar	42
Gráfico 3.2 – Geração Média Horária Eólica.....	42
Gráfico 3.3 – Geração Média Horaria Combinada (Híbrida)	42

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 - Tensão admissível entre fases a 60 Hz.	40
Tabela 3.2 - Intervalos Horários de Patamares de Carga Diária de Energia.....	41
Tabela 3.3 – Horários de Carregamento do SAE.	43
Tabela 3.4 – Energia Armazenada e Potência de Carga do SAE.	44
Tabela 3.5 – Carregamento e Descarregamento do SAE por Patamar de Carga	44
Tabela 3.6 – Condições de carga e descarga do SAE para Geração Solar.....	45
Tabela 3.7 - Condições de carga e descarga do SAE para Geração Eólica.	45
Tabela 3.8 - Condições de carga e descarga do SAE para Geração Híbrida.	45
Tabela 4.1 – Dados das barras do sistema.	56
Tabela 4.2 – Capacidade das linhas de transmissão	57
Tabela 4.3 – Capacidades operacionais dos transformadores.....	58
Tabela 4.4 – Tensões nas barras para diferentes patamares de carga.	60
Tabela 4.5 – Ativos adicionados ao sistema para realização do estudo.	64
Tabela 4.6 – Carregamento nas LT's em carga leve (G. Eólica).....	71
Tabela 4.7 – Carregamento das LT's em carga leve (G. Híbrida).....	76
Tabela 4.8 - Carregamento das LT's em carga média (G. Híbrida).....	78
Tabela 4.9 - Carregamento das LT's em carga pesada (G. Híbrida).....	80
Tabela 4.10 – Carregamento dos transformadores em carga pesada (G. Híbrida)..	80

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BESS	Battery Energy Storage Systems
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CP	Consulta Pública
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga
GEE	Gases de Efeito Estufa
IEA	Agência Internacional de Energia
LT	Linha de Transmissão
MMGD	Micro e Mini Geração Distribuída
MPO	Manual dos Procedimentos de Rede
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAR/PEL	Plano de Operação de Médio Prazo do SIN
PDE	Plano Decenal de Energia Elétrica
RAP	Relatório de Análise de Perturbações
SAE	Sistema de Armazenamento de Energia
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	16
1.1. Contextualização e Motivação	16
1.2. Objetivos	19
1.3. Estrutura do Trabalho	19
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	21
2.1. Evolução das Energias Renováveis	21
2.2. Sistemas de Armazenamento de Energia	22
2.3. Perspectivas ao Sistema de Potência com a Integração de SAEs	26
2.4. Fluxo de Potência	29
3. METODOLOGIA	37
3.1. Procedimentos de Rede	37
3.1.1. Submódulo 2.1: Definição das redes do Sistema Interligado Nacional	38
3.1.2. Submódulo 2.3: Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos	39
3.2. Modelagem dos Sistemas de Armazenamento de Energia	41
3.3. Ferramenta Computacional: ANAREDE	47
3.3.1. Códigos de Execução e Interface Gráfica.....	48
3.3.2. Programa de Fluxo de Potência (EXLF)	51
4. ESTUDO DE CASO	53
4.1. Área Sob Estudo e Características dos Empreendimentos	53
4.2. Premissas e Critérios	58
4.3. Análise de Fluxo de Potência	59
4.4. Sistema de Armazenamento Aplicado à Geração Solar	64
4.4.1. Armazenamento em Carga Leve	65
4.4.2. Armazenamento em Carga Média	67
4.4.3. Injeção em Carga Pesada	69
4.5. Sistema de Armazenamento Aplicado à Geração Eólica	69
4.5.1. Armazenamento em Carga Leve	70
4.5.2. Injeção em Carga Pesada	72
4.6. Sistema de Armazenamento Aplicado à Geração Híbrida	75
4.6.1. Armazenamento em Carga Leve	76
4.6.2. Armazenamento em Carga Média	77

4.6.3. Injeção em Carga Pesada	79
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	82
REFERÊNCIAS.....	85

1. INTRODUÇÃO

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) destaca-se pela diversidade de fontes que integram sua matriz de geração, predominantemente renovável, refletindo a ampla disponibilidade de recursos energéticos no território nacional. Ao longo das últimas duas décadas, as fontes renováveis mantiveram sua participação superior a 70% na matriz elétrica brasileira, destacando-se significativamente em comparação às médias globais (EPE, 2024). Nesse cenário, segundo o Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2024, entre os anos de 2022 e 2023, a capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil foi acrescida em 9,4%, e as taxas médias de expansão por fonte evidenciam o protagonismo das gerações solar e eólica frente às demais, com um incremento de 54,8% e 20,7%, respectivamente. Em contrapartida, fontes tradicionais, como hidrelétricas e nucleares, permaneceram estáveis. Outras, como gás natural (4,7%), biomassa (1,2%) e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) (2,5%), apresentaram crescimento moderado, ao passo que o carvão (-3,7%) e Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs) (-2,8%) registraram declínios, refletindo o avanço rumo à transição energética no país (EPE, 2024).

Conforme evidenciado, as fontes de geração não convencionais, sobretudo solar e eólica, apresentam os maiores índices de crescimento no que diz respeito à capacidade instalada de geração de eletricidade. Todavia, apesar do crescimento expressivo e dos baixos impactos ambientais, esses recursos alternativos ainda apresentam limitações em relação às fontes tradicionais. Sua intermitência e imprevisibilidade ocasionam variações e incertezas na geração de energia elétrica, o que, por conseguinte, afeta a confiabilidade do sistema elétrico.

1.1. Contextualização e Motivação

Sob a perspectiva do desempenho das fontes alternativas em face da ocorrência de contingências no Sistema Elétrico de Potência (SEP), o qual tem por finalidade garantir o fornecimento contínuo e seguro de energia elétrica as cargas de maneira eficiente e com qualidade adequada, o Relatório de Análise de Perturbação (RAP) traz à tona os resultados da análise do distúrbio ocorrido no Sistema Interligado Nacional (SIN) em 15 de agosto de 2023. Este evento foi provocado pelo desligamento

automático da Linha de Transmissão (LT) 500kV Quixadá - Fortaleza II, restrito ao terminal de Quixadá, em decorrência da atuação do sistema de proteção, sem que houvesse a presença de curto-circuito no sistema elétrico, desencadeando uma abrupta redução de tensão nos sistemas de 230kV e 500kV, abertura de linhas de transmissão e a separação dos subsistemas Norte, Nordeste e Acre/Rondônia do SIN (ONS, 2023).

As análises conduzidas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) acerca do *blackout* ocorrido em agosto de 2023 revelaram que a redução de tensão registrada em campo, após a perda de uma das linhas de transmissão, foi atribuída ao desempenho inesperado de parques eólicos e fotovoltaicos. Uma vez que, em face de uma contingência, esses empreendimentos apresentaram capacidade de resiliência significativamente inferior ao estimado pelo ONS, tornando necessário o acionamento do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) para mitigar os impactos do distúrbio. Como resultado, aproximadamente 23.368 MW de carga do SIN foram afetados, distribuídos em 12.689 MW na macrorregião Norte/Nordeste e 10.680 MW na macrorregião Sul/Sudeste/Centro-Oeste (ONS, 2023).

Em virtude do ocorrido, que culminou na interrupção de cerca de 30% da carga total do SIN em agosto de 2023, foram emitidos pela fiscalização da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em dezembro de 2024, um total de 342 autos de infração relacionados à interrupção de energia elétrica causada pelo apagão. As multas foram aplicadas a 23 agentes geradores de energia solar e eólica, além do ONS, totalizando R\$ 132.464.462,30 (cento e trinta e dois milhões, quatrocentos e sessenta e quatro mil, quatrocentos e sessenta e dois reais e trinta centavos). As penalidades aplicadas e as análises conduzidas pela fiscalização da ANEEL buscaram garantir que todos os agentes envolvidos no evento cumprissem suas obrigações em benefício do sistema e da sociedade (ANEEL, 2024a; Canal Solar, 2024).

Concomitante aos desafios enfrentados, surge a necessidade de soluções tecnológicas que possam aumentar a confiabilidade na integração de fontes renováveis variáveis ao SEP. Nesse contexto, a utilização de Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica (SAE) revela-se como uma solução eficaz, oferecendo suporte no aumento de segurança da rede, flexibilidade operativa e redução de custos no investimento em infraestrutura. Podendo ser implementados tanto nos segmentos de geração, transmissão e distribuição, quanto para a utilização dos consumidores finais da energia, contribuindo para a robustez do setor.

No âmbito da regulação de armazenamento de energia elétrica no Brasil, a ANEEL lançou, em outubro de 2023, a Consulta Pública (CP) nº 039/2023, objetivando adquirir subsídios para o aprimoramento do Relatório de Análise de Impacto Regulatório referente à regulamentação de Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica, incluindo Usinas Reversíveis. Os resultados da primeira fase da CP foram apresentados em 10 de dezembro de 2024, paralelamente ao início da segunda fase da consulta, incorporando a proposta no conjunto de atividades previstas na Agenda Regulatória da ANEEL para o ciclo 2025/2026. A iniciativa visa promover avanços no arcabouço regulatório, possibilitando a integração de sistemas de armazenamento, incluindo usinas reversíveis, como ferramentas facilitadoras no atendimento às demandas do mercado (ANEEL, 2024b).

O Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência, por meio de sistemas de armazenamento – LRCAP Armazenamento de 2025, previsto para ocorrer no ano de 2025, também representará um marco significativo que impulsionará a utilização dessa tecnologia no Brasil. A Portaria GM/MME nº 812, de 26 de setembro de 2024, estabelece as diretrizes para a realização deste Leilão, que visa à contratação de novos sistemas de armazenamento capazes de adicionar potência elétrica ao SIN. A proposta busca assegurar a continuidade do fornecimento de energia elétrica, atendendo à demanda do sistema por meio da integração de tecnologias de armazenamento de energia, como baterias, promovendo maior eficiência e flexibilidade ao sistema elétrico nacional (MME, 2024).

Em consonância ao contexto apresentado, torna-se relevante a realização de estudos que viabilizem a comparação da aplicação dos sistemas de armazenamento de energia no SEB, a fim de analisar os desafios e oportunidades inerentes à sua integração com diferentes fontes renováveis variáveis. A crescente diversificação da matriz energética nacional, impulsionada, sobretudo, pelas fontes solar e eólica, evidencia a necessidade de aprofundamento nessa temática. As limitações dessas fontes, como sua intermitência e baixa resiliência em situações de contingência, como o cenário vivenciado em agosto de 2023, destacam a necessidade de soluções que assegurem a confiabilidade e a estabilidade do sistema elétrico. Nesse contexto, a regulação em curso e a realização do Leilão de Reserva de Capacidade, previsto para o ano de 2025, configuram-se como marcos fundamentais para a viabilização e expansão dos SAEs no Brasil, de modo a consolidá-los como ferramentas estratégicas para enfrentar os desafios da transição energética, garantindo a

continuidade, a segurança e a sustentabilidade no suprimento de energia elétrica ao sistema interligado.

1.2. Objetivos

O objetivo geral deste trabalho consiste na realização de uma análise comparativa da aplicação de Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica em diferentes tipos de geração renovável, visando avaliar a complexidade de implementação dos SAEs em função da fonte de energia à qual estão integrados, bem como identificar os impactos que sua utilização trará para o SEP. Como objetivos específicos:

- Modelagem do sistema de armazenamento de energia e sua aplicação junto a parques de geração eólica, solar e híbrida (eólica-solar);
- Avaliação dos desdobramentos da aplicação de sistemas de armazenamento no sistema de potência mediante estudos de fluxo de potência;
- Comparação da aplicação desses sistemas para os três diferentes cenários de geração renovável.

1.3. Estrutura do Trabalho

Os capítulos deste trabalho encontram-se estruturados da seguinte forma:

- Capítulo 1: Este capítulo apresenta uma contextualização a respeito da utilização das energias renováveis, os desafios enfrentados e a integração de sistemas de armazenamento de energia ao SEP, bem como a motivação para a realização desta pesquisa e seus objetivos gerais e específicos.
- Capítulo 2: O capítulo de fundamentação teórica trará à tona informações acerca da evolução das energias renováveis, armazenamento de energia, panorama para o desenvolvimento do arcabouço regulatório no Brasil e descrição dos demais conceitos necessários para o entendimento deste trabalho.
- Capítulo 3: A metodologia aqui apresentada refere-se aos procedimentos utilizados para elaboração da pesquisa, tais como, modelagem do sistema de armazenamento, procedimentos de rede utilizados e passos para a realização

de simulações dos cenários avaliados no estudo de caso, a partir da utilização do *Software* ANAREDE,

- Capítulo 4: Neste capítulo será apresentada a área sob estudo, descrição das características dos empreendimentos de geração e análise das simulações realizadas.
- Capítulo 5: Este capítulo apresentará uma síntese dos principais resultados obtidos nesta pesquisa e a perspectiva de trabalhos futuros.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

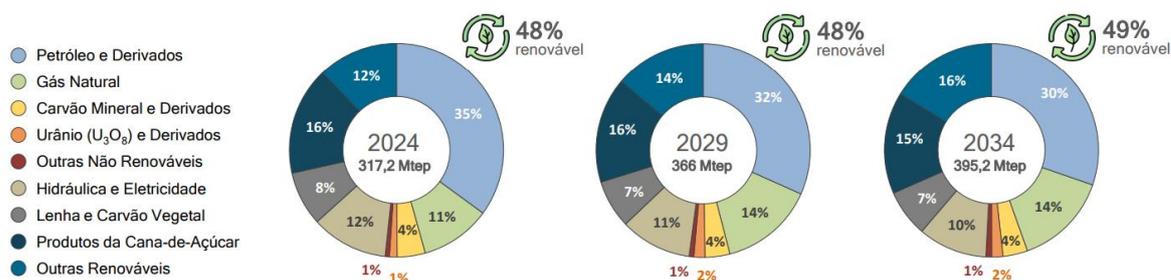
Neste capítulo encontram-se apresentados os conceitos teóricos que fundamentam esta pesquisa. Em síntese, será apresentado o cenário da geração de energia elétrica no Brasil, com foco, sobretudo, na evolução das energias renováveis ao longo dos últimos anos e expectativas futuras para o setor. Esta seção também abordará conceitos sobre fluxo de potência, sistemas de armazenamento de energia e sua aplicação no sistema elétrico, perspectivas regulatórias e particularidades da sua utilização, a depender do tipo de geração a qual esses sistemas estarão integrados.

2.1. Evolução das Energias Renováveis

A matriz elétrica brasileira é composta predominantemente por fontes renováveis, com destaque para a fonte hídrica que, associada a outras fontes, como eólica, solar fotovoltaica e biomassa, conferem ao Brasil um papel de destaque em relação ao cenário internacional, com uma das matrizes energéticas com maior nível de renovabilidade do mundo, cerca de 75%. Além disso, o sistema elétrico brasileiro também se caracteriza pela baixa emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE), distinguindo-se significativamente em comparação à média mundial (EPE, 2020).

De acordo com o Plano Decenal de Energia Elétrica (PDE) 2034, o percentual estimado de energias renováveis na matriz energética nacional apresenta tendência de crescimento ao longo dos próximos 10 anos, variando de 48% entre 2024 e 2029 para 49% em 2034, conforme evidenciado na Figura 2.1. No que diz respeito à oferta de eletricidade, o Brasil mantém a predominância da geração baseada em energias limpas, alcançando um índice de renovabilidade de 86,1% ao longo do horizonte decenal (EPE, 2024).

Figura 2.1 - Crescimento da Matriz Energética Nacional.



Fonte: EPE (2024).

Apesar dessas fontes representarem alternativas ambientalmente sustentáveis e socialmente benéficas, algumas delas, como a solar fotovoltaica e a eólica, impõem novos desafios à operação do sistema elétrico de potência. O principal deles está relacionado à intermitência e à variabilidade dessas fontes, decorrentes de sua dependência direta de recursos naturais, como a radiação solar e a velocidade dos ventos. Essa característica torna a previsão de geração menos precisa, o que compromete o planejamento e dificulta o balanceamento entre oferta e demanda de energia elétrica.

Além disso, a elevada penetração de fontes renováveis pode reduzir a inércia do sistema, impactando sua estabilidade e exigindo maior capacidade de resposta dos recursos de compensação e controle. Tais desafios tornam necessária a adoção de estratégias operacionais mais dinâmicas, como o uso de sistemas de armazenamento de energia, a fim de assegurar a confiabilidade e a segurança operativa do sistema.

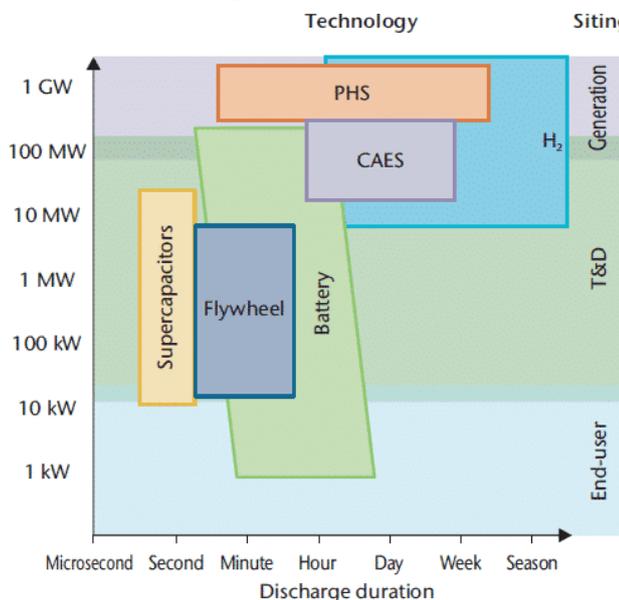
2.2. Sistemas de Armazenamento de Energia

Os sistemas de armazenamento de energia permitem capturar e armazenar a energia gerada em um dado momento para que esta possa ser utilizada posteriormente, quando necessário, possibilitando o equilíbrio entre a demanda e a oferta de energia (MARTINS, 2023). Essas tecnologias podem ser utilizadas em diversas aplicações no sistema elétrico, nos segmentos de geração, transmissão, distribuição e junto ao consumidor final, proporcionando maior robustez ao setor.

A Agência Internacional de Energia (IEA) apresenta seis principais tecnologias de armazenamento que podem ser aplicadas no SEB. As soluções abordadas incluem: armazenamento hidrelétrico por bombeamento (PHS), ar comprimido

(CAES), hidrogênio (H₂), supercapacitores, baterias e volantes de inércia (Flywheel). O Gráfico 2.1 apresenta essas tecnologias, destacando sua aplicação em diferentes setores, de acordo com a duração da descarga.

Gráfico 2.1 – Tecnologias de Armazenamento de Energia.



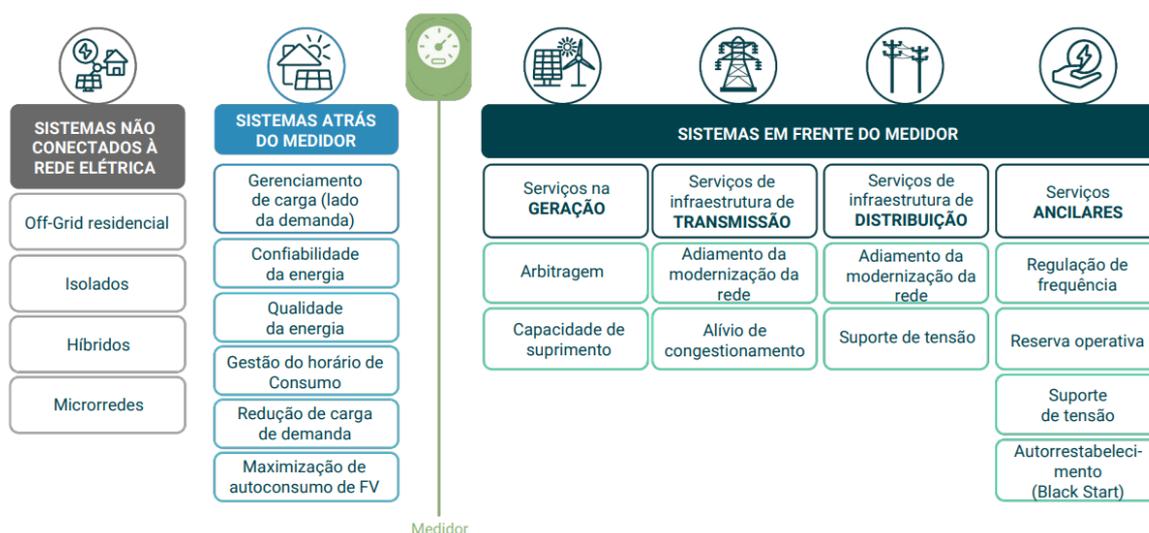
Fonte: IEA, 2015.

Dentre as tecnologias apresentadas, nota-se que o armazenamento por baterias possui maior destaque, pois, quando comparado às outras soluções indicadas pela IEA, possui uma aplicação abrangente, sendo utilizado desde a geração de energia elétrica até o uso do consumidor final.

Nesse contexto, os Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs) e os *Battery Energy Storage Systems (BESS)* referem-se, essencialmente, ao mesmo tipo de tecnologia, sendo SAE a nomenclatura utilizada no Brasil e *BESS* o termo que se tornou difundido internacionalmente. Ambos os termos representam tecnologias de armazenamento de energia baseadas na utilização de baterias e utilizadas de forma crescente para a operação do sistema elétrico.

No que tange à sua utilização, destacam-se devido à sua versatilidade e flexibilidade, possuindo aplicações em frente ao medidor, atrás do medidor e em sistemas não conectados à rede elétrica. O detalhamento das aplicações em cada seguimento ocorre conforme apresenta a Figura 2.2.

Figura 2.2 - Principais Aplicações dos Sistemas de Armazenamento de Energia.



Fonte: Greener (2025).

A utilização dos SAEs no ponto de conexão, em frente ao medidor de energia, desempenha um papel estratégico na otimização do setor elétrico. No âmbito da geração, estes sistemas facilitam o despacho de grandes usinas renováveis (solar e eólica) e absorvem picos de geração, transferindo-os para momentos de alta demanda. Já para os serviços de transmissão e distribuição, proporcionam maior eficiência nas redes, armazenamento em pontos estratégicos, retardo em investimentos para a construção de novas linhas de transmissão e subestações, melhora na qualidade do suprimento de energia elétrica e absorção de flutuações de tensão ou de frequência, contribuindo para a redução de quedas de energia (Greener, 2025).

No presente estudo, a aplicação dos sistemas de armazenamento será avaliada apenas para o âmbito da geração e da transmissão de energia elétrica. Neste contexto, para o cenário da geração, a integração dos SAEs às fontes renováveis variáveis, revela-se como uma solução capaz de mitigar a intermitência associada a estas fontes. A capacidade de armazenar energia em momentos estratégicos e de alta produção permite que a sua injeção na rede ocorra conforme a demanda do sistema, viabilizando o despacho da geração e tornando as fontes mais previsíveis, aumentando sua confiabilidade no atendimento as cargas do SIN.

No tocante à sua aplicação no sistema de transmissão, os SAEs são capazes de auxiliar na redução de investimentos imediatos em reforços estruturais na rede

elétrica. Assim, se o armazenamento ocorrer em momentos de menor carregamento da rede e, posteriormente, for realizada a injeção de potência durante o período de pico, é possível que haja uma redução de sobrecarga tanto nas linhas de transmissão quanto nas subestações.

Embora haja uma diversidade de aplicações para este tipo de tecnologia, até o momento, grande parte da sua utilização ocorre para sistemas não conectados à rede elétrica ou localizados atrás do medidor, possuindo uma implementação mais consolidada nestes segmentos. Entretanto, a aplicação localizada em frente ao medidor ainda é relativamente limitada, em virtude da falta de regulamentação que viabilize sua integração ao SIN.

Sob essa perspectiva, o desenvolvimento normativo em curso, proposto pela ANEEL por meio da Consulta Pública nº 039/2023, representa um significativo marco regulatório para o SEB, sendo fundamental para a definição de diretrizes que permitam a inserção desses sistemas no SEP, garantindo a segurança operacional da rede e viabilidade técnica e econômica para os agentes envolvidos. Em virtude disto, evidencia-se a necessidade de que esta abordagem seja pautada no estabelecimento de diretrizes normativas que se alinhem às necessidades do setor, de modo que seja possível caracterizar os serviços prestados pelos SAEs, bem como suas regras de conexão e operação no SIN, assegurando que a inserção desses sistemas possa contribuir para a estabilidade, flexibilidade e modernização da matriz elétrica nacional.

Em sequência ao exposto, é possível constatar que os sistemas de armazenamento de energia por baterias possuem aplicações que englobam diversos segmentos do sistema elétrico, configurando-se como uma solução versátil e estratégica. Nesse contexto, as baterias de íons de lítio destacam-se em relação a outras tecnologias devido à sua elevada densidade energética, permitindo o armazenamento de uma maior quantidade de energia em uma menor área ocupada. Além disso, apresentam menor tempo de descarga, maior eficiência – variando entre 85% e 98% – e maior vida útil, com estimativas entre 2 mil e 8 mil ciclos de operação (Greener; Newcharge, 2021).

No tocante ao aspecto econômico, verifica-se uma tendência de declínio nos custos associados aos acumuladores de íons de lítio, contribuindo diretamente para o aumento da sua atratividade no mercado. De acordo com estudos realizados pela Greener (2025), no ano de 2024 foi registrada uma queda de aproximadamente 20%

nos custos dessa tecnologia, com projeções que indicam uma redução de 22% ao longo do ano de 2025. Tal redução, associada ao contínuo aprimoramento dessa tecnologia, consolida as baterias de lítio como uma alternativa economicamente viável para aplicações em larga escala, como em plantas de geração híbrida ou grandes complexos de energia renovável, além de garantir aumento da confiabilidade nas redes de transmissão e distribuição.

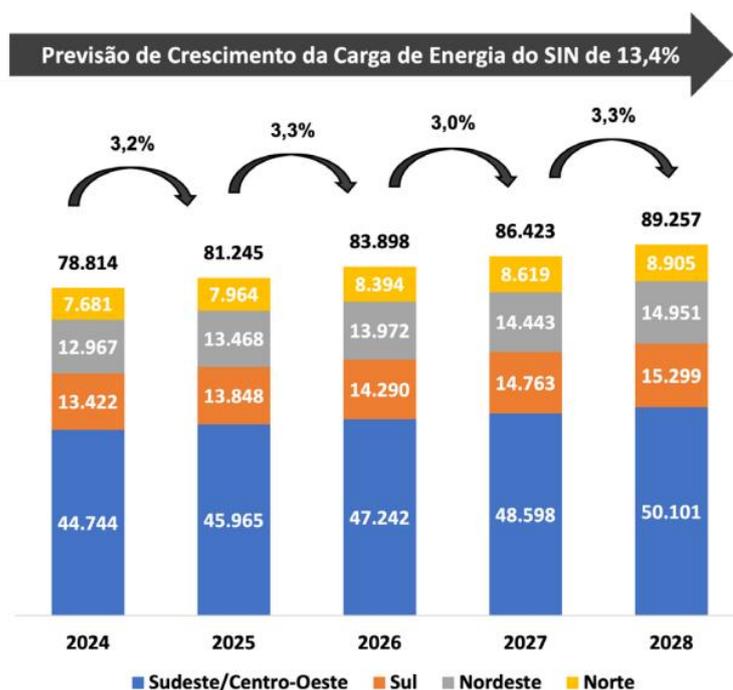
2.3. Perspectivas ao Sistema de Potência com a Integração de SAEs

O Sistema Elétrico de Potência tem como principal finalidade o fornecimento de energia elétrica aos usuários de forma contínua, com qualidade adequada e no instante em que for solicitada, exercendo papel fundamental, tanto na conversão de variados tipos de energia em energia elétrica, quanto no atendimento às cargas de forma instantânea (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010). Assim, com o intuito de garantir a adequação da oferta à demanda requerida pelo sistema, torna-se necessária a realização de estudos periódicos que subsidiem o planejamento setorial, em face da dinâmica de novas configurações e soluções adotadas no setor elétrico.

No que concerne ao crescimento da carga no SEB, o Plano da Operação Energética (PEN), elaborado pelo ONS em conjunto com outros agentes do setor, apresenta avaliações das condições de atendimento ao mercado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional para um horizonte de cinco anos. Este documento possui a função de subsidiar o Ministério de Minas e Energia (MME) e a Empresa de Pesquisa Energética quanto a eventual necessidade de estudos voltados ao planejamento da expansão, com o objetivo de assegurar a adequação da oferta de energia e potência aos critérios de garantia de suprimento recomendados pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) (ONS, 2024).

No contexto das avaliações conduzidas para o ciclo 2024-2028, é previsto um crescimento médio anual de carga no Sistema Interligado Nacional da ordem de 3,2%. À vista disso, estima-se que, em 2028, a carga do SIN atinja o patamar de aproximadamente 89,3 GW médios, representando um crescimento de cerca de 13%, quando comparado ao valor estimado para o ano de 2024, conforme evidenciado na Figura 2.3 (ONS, 2024).

Figura 2.3 - Evolução da carga de energia do SIN por subsistema (MW Médio).



Diante das informações apresentadas, verifica-se que as regiões Sudeste e Centro-Oeste registram os maiores índices de crescimento ao longo dos anos. Esse comportamento é justificado pela concentração dos principais centros de carga nessas localidades, resultado, sobretudo, da intensa atividade industrial, comercial e populacional nessas regiões. Esse panorama evidencia a necessidade de uma abordagem criteriosa no que diz respeito ao planejamento e operação do setor, a fim de assegurar pleno atendimento à crescente demanda por energia elétrica.

Para atender ao crescimento da carga, o SIN tem passado por transformações significativas, impulsionadas pela necessidade de garantir a segurança e a confiabilidade do suprimento energético. A diversificação da matriz elétrica, com destaque para a crescente participação de fontes renováveis, especialmente solar e eólica, destaca-se como um dos principais agentes propulsores na expansão da capacidade instalada, promovendo uma maior descentralização da geração e reduzindo cada vez mais a dependência de usinas hidrelétricas e térmicas.

Conforme dados apresentados pelo ONS, estima-se que em 2029 a capacidade instalada de geração do SIN seja de aproximadamente 261 mil MW, dos quais cerca de 116 mil MW serão advindos das fontes Solar, Eólica e MMGD, totalizando 44,4% de toda a capacidade instalada do sistema (ONS, 2024). Em face disso, é possível constatar que o crescimento da geração proveniente de fontes

hidrelétricas, termelétricas e outras vem se mantendo estável e até mesmo sendo reduzida com o passar do tempo, dando lugar a uma maior participação das outras fontes na matriz elétrica nacional. Este crescimento pode ser verificado na Figura 2.4.

Figura 2.4 - Crescimento da Geração Renovável nos Próximos Anos.



Fonte: ONS (2025a).

Quanto à perspectiva de expansão da geração por subsistema, a região Nordeste detém os maiores índices de crescimento ao longo dos próximos anos. Esse cenário é impulsionado, principalmente, pelo elevado potencial dos recursos naturais disponíveis na região, como a alta incidência solar e os regimes de vento favoráveis. Essa dinâmica tem transformado o Nordeste em um polo estratégico de geração renovável no país, contribuindo significativamente para o aumento da oferta energética nacional.

Entretanto, essa expansão acentuada impõe novos desafios à operação do SIN, sobretudo em relação à capacidade de escoamento da energia gerada até os centros de carga, concentrados majoritariamente nas regiões Sudeste/Centro-Oeste. Além disso, apesar do alto potencial dessas fontes, os problemas associados a elas tendem a se tornar fatores limitantes da sua geração, impedindo-as de injetar essa energia gerada na rede elétrica.

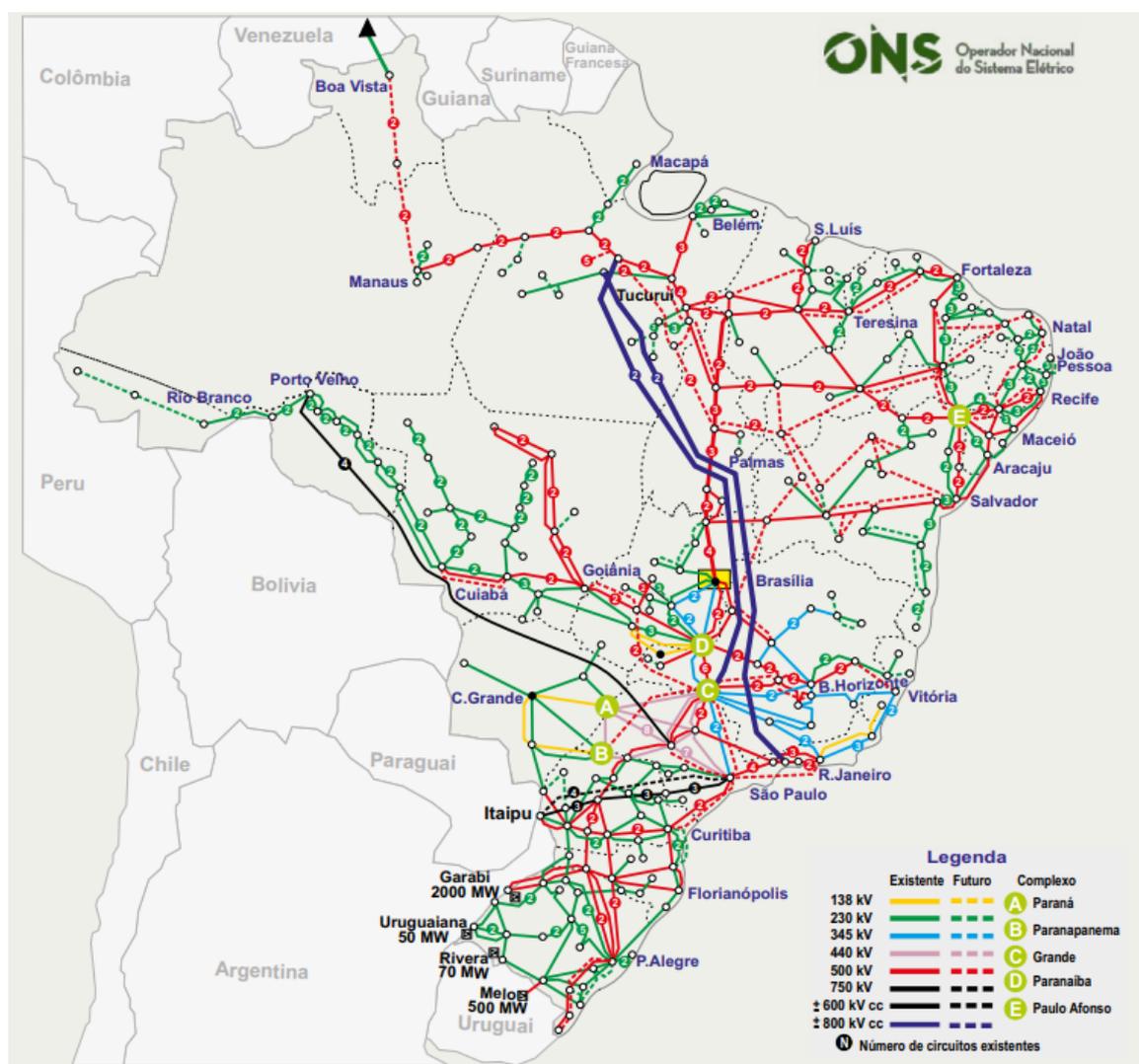
Nesse contexto, de forma a postergar investimentos na rede e garantir que a tendência de crescimento dessas fontes se sustente, os SAEs surgem como uma solução capaz de aumentar a flexibilidade operativa do SIN. Ao permitir o armazenamento da energia gerada em momentos de baixa demanda e sua posterior injeção nos períodos de maior consumo, os SAEs podem contribuir para o alívio de carregamentos na rede, redução de perdas, melhoria dos perfis de tensão e otimização do despacho. Além disso, sua atuação pode mitigar os efeitos da intermitência das fontes renováveis, favorecendo a estabilidade do sistema, tornando-se elemento-chave na transição energética brasileira.

2.4. Fluxo de Potência

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) é composto, de forma simplificada, por geradores, barras, transformadores, linhas de transmissão e cargas. Nesse contexto, as barras representam pontos estratégicos no sistema, nos quais pode-se analisar variáveis elétricas de interesse, a exemplo disso a tensão. Os geradores, por sua vez, são responsáveis pela conversão da energia em eletricidade, fornecendo-a para o atendimento à carga. Desta forma, para que haja o funcionamento adequado do SEP, faz-se necessária a existência do fluxo de potência entre seus componentes, que são interligados por meio de transformadores e das linhas de transmissão.

No Brasil, o Sistema Interligado Nacional (SIN) é composto por quatro subsistemas, sendo eles Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte. A interconexão do sistema é realizada por meio da malha de transmissão, o que permite a transferência de energia entre subsistemas, ganho sinérgico e o melhor aproveitamento da diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias. Assim, a integração entre geração e transmissão de energia elétrica propicia o atendimento ao mercado com segurança e economicidade (ONS, 2025b). A distribuição das linhas de transmissão do SIN pode ser visualizada na Figura 2.5.

Figura 2.5 - Mapa do Sistema de Transmissão.



Fonte: ONS (2023).

Diante da complexidade da operação do SEP, para que este funcione de forma eficiente e contínua, é de suma importância a realização de estudos de planejamento. Dentre esses estudos, é possível destacar o estudo de fluxo de carga, que desempenha um papel fundamental na análise de sistemas elétricos, otimizando a operação e contribuindo para o aumento da confiabilidade da rede.

O cálculo de fluxo de potência tem como objetivo principal determinar o estado operativo da rede elétrica, ou seja, os módulos e ângulos das tensões nas barras, bem como os fluxos de potência ativa e reativa nas linhas e transformadores (MONTICELLI E GARCIA, 2011; ROHENKOHL, 2024).

Nesse contexto, conforme apresentado no submódulo 2.3 dos procedimentos de rede do ONS, a metodologia a ser seguida na elaboração dos estudos de fluxo de potência na rede básica ocorrem da seguinte forma:

2.1 Os estudos de fluxo de potência são efetuados para verificar o comportamento da rede elétrica em regime permanente. De forma geral, avalia-se se os níveis de tensão nos barramentos e os carregamentos nas linhas, transformadores e demais componentes da rede de transmissão, para uma determinada configuração da rede elétrica e uma dada condição de carga e de geração, atendem ao estabelecido no documento de critérios deste submódulo.

2.2 O sistema deve ser analisado para as condições de carga e de geração pertinentes ao objetivo da avaliação, entre carga pesada, média, leve e mínima.

2.2.1 Caso necessário, podem ser analisadas outras condições de carga para horários e/ou dias específicos (ONS, 2021).

Consoante ao exposto, para a realização do estudo, é fundamental a análise de diferentes cenários de carga e de geração, de modo a contemplar a maior diversidade possível de condições operativas passíveis de ocorrência na operação em tempo real. Segundo Glover (2017), para se conduzir análises desse tipo, são necessários dados de entrada que incluem informações sobre os barramentos, linhas de transmissão e transformadores.

Na formulação do problema de fluxo de potência são associadas quatro variáveis a cada barramento k da rede elétrica. Em cada barramento, duas dessas variáveis são cadastradas como dados de entrada, e outras duas são incógnitas a serem computadas pelo programa de fluxo de potência, sendo elas:

V_k – Magnitude da tensão;

δ_k – Ângulo de fase;

P_k – Potência real líquida;

Q_k – Potência reativa.

A depender de quais variáveis entram como dados e quais são consideradas incógnitas, classificam-se três tipos de barras:

Barra de Referência - São fornecidos V_k e δ_k e calculados P_k e Q_k .

Barra PQ – São fornecidos P_k e Q_k e calculados V_k e δ_k ;

Barra PV - São fornecidos P_k e V_k e calculados Q_k e δ_k .

Cada barramento k é categorizado em um desses três tipos de barra, sendo eles definidos como:

- Barra de Referência – Também denominada *swing*, *slack* ou barra de balanço, é o barramento de referência para o qual a tensão complexa é um dado de entrada com um ângulo tipicamente igual a zero graus e magnitude da tensão

próxima a 1 p.u. (por unidade). Nessa barra o fluxo de potência permite o cálculo das potências ativa e reativa.

- Barra de Carga (PQ) – Barramento mais comum no sistema elétrico, no qual as potências ativa e reativa são dados de entrada e a tensão complexa calculada a partir da execução do fluxo de potência.
- Barra de Tensão Controlada (PV) – Nesta barra a potência ativa e a tensão são dados de entrada, sendo então a potência reativa e o ângulo de fase da tensão calculados a partir do fluxo de potência. A esse tipo de barramento geralmente são associados elementos reguladores de tensão, como geradores, capacitores *shunt* chaveados ou compensadores estáticos. Dessa forma, para que esses equipamentos sejam capazes de regular a tensão na barra, seus limites máximo e mínimo de potência reativa não devem ser ultrapassados, de forma a evitar que uma barra PV seja reconfigurada como uma barra PQ.

No estudo de fluxo de potência, a rede elétrica é modelada de forma estática e descrita como um conjunto de equações e inequações algébricas. Para isso, as linhas de transmissão devem ser representadas por seu respectivo equivalente π , e os transformadores por seu equivalente de sequência positiva (MACÊDO, 2009). Partindo desses dados, pode ser construída a matriz admitância de barra do sistema. Assim, para um sistema de N barras, os elementos que compõem essa matriz são:

- Elementos diagonais: $Y_{kk} \rightarrow$ Admitância própria do nó k, que corresponde a soma algébrica das admitâncias conectadas ao barramento k;
- Elementos fora da diagonal: $Y_{kn} \rightarrow$ Admitância mútua ou de transferência que liga os nós k e n, correspondendo a soma das admitâncias conectadas entre os barramentos k e n, entrando na matriz com sinal negativo.

Dessa forma, através da matriz de admitância $[Y_{barra}]$ e a partir do método de análise nodal de circuitos elétricos, baseado na *Lei de Kirchhoff das Correntes (LKC)*, é possível obter as equações nodais do sistema de potência, que relacionam as tensões e correntes injetadas nas barras através desta matriz. Logo, para um sistema elétrico com N barras, tem-se a seguinte equação:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & \cdots & Y_{1N} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & \cdots & Y_{2N} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{N1} & Y_{N2} & Y_{N3} & \cdots & Y_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_N \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

Sendo a formulação geral para um sistema de N barras, em uma forma mais simplificada, dada por:

$$[I] = [Y_{barra}][V] \quad (2.2)$$

A partir da equação (2.2), a corrente em uma determinada barra k pode ser expressa como:

$$I_k = \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n \quad (2.3)$$

Logo, a k-ésima injeção de corrente na barra k também poderá ser escrita como:

$$I_k = Y_{kk} V_k + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq k}}^N Y_{kn} V_n \quad (2.4)$$

Para a tensão na barra k, tem-se:

$$V_k = \frac{1}{Y_{kk}} - \left(I_k \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq k}}^N Y_{kn} V_n \right) \quad (2.5)$$

Dado que a potência complexa fornecida ao barramento k pode ser expressa como $S_k = P_k + jQ_k = V_k I_k^*$, a corrente correspondente será descrita da seguinte forma:

$$I_k = \frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} \quad (2.6)$$

Substituindo a equação (2.6) na equação (2.5), para um sistema de N barras, obtém-se as equações de fluxo de potência:

$$V_k = \frac{1}{Y_{kk}} \left(\frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} - \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq k}}^N Y_{kn} V_n \right) \text{ para } k = 2, 3, \dots, N \quad (2.7)$$

Esse conjunto de N-1 equações corresponde às equações de fluxo de carga, não sendo necessária para a barra 1, uma vez que esta foi definida como a barra de referência do sistema.

A análise de fluxo de potência pressupõe a aplicação de métodos numéricos para a resolução das equações que orientam o comportamento do sistema elétrico. Dentre os métodos mais relevantes, destaca-se o método de *Newton-Raphson*, o qual é amplamente utilizado na formulação de programas computacionais utilizados para análise e estudos de sistemas elétricos, tal qual o Programa de Análise de Redes (ANAREDE¹), *Software* desenvolvido pelo CEPEL e que será utilizado para as abordagens conduzidas neste trabalho.

Diante disso, para a aplicação do método de *Newton-Raphson* em um problema de fluxo de carga, admitindo-se uma k-ésima e uma n-ésima barra, considera-se inicialmente:

$$V_k = V_k \angle \delta_k \quad (2.8)$$

$$V_n = V_n \angle \delta_n \quad (2.9)$$

$$Y_{kn} = Y_{kn} \angle \theta_{kn} \quad (2.10)$$

Por meio da igualdade entre (2.3) e (2.6), tem-se que:

$$\frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} = \sum_{n=1}^N |Y_{kn} V_n| \angle (\theta_{kn} + \delta_n) \quad (2.11)$$

Assim:

$$P_k - jQ_k = \sum_{n=1}^N |V_k Y_{kn} V_n| \angle (\theta_{kn} + \delta_n - \delta_k) \quad (2.12)$$

Separando as partes real e imaginária de (2.12), as equações de balanço de potência são escritas como:

$$P_k = \sum_{n=1}^N |V_k Y_{kn} V_n| \cos(\theta_{kn} + \delta_n - \delta_k) \quad (2.13)$$

$$Q_k = - \sum_{n=1}^N |V_k Y_{kn} V_n| \sin(\theta_{kn} + \delta_n - \delta_k) \quad (2.14)$$

Conforme apresentado por Glover (2017), as soluções de fluxo de carga por *Newton-Raphson* são baseadas nas equações não lineares de fluxo de potência, aqui

¹ ANAREDE: Análise de sistemas elétricos de potência em regime permanente.

descritas por (2.13) e (2.14). Logo, para este problema, os vetores x , y e f são definidos da seguinte forma:

$$x = \begin{bmatrix} \delta \\ V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta_2 \\ \vdots \\ \delta_N \\ V_2 \\ \vdots \\ V_N \end{bmatrix}; \quad y = \begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_2 \\ \vdots \\ P_N \\ Q_2 \\ \vdots \\ Q_N \end{bmatrix}; \quad f(x) = \begin{bmatrix} P(x) \\ Q(x) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_2(x) \\ \vdots \\ P_N(x) \\ Q_2(x) \\ \vdots \\ Q_N(x) \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

Com isso, os termos V , P e Q são representados em p.u. (por unidade) e os termos δ representados em radianos. Ainda, conhecendo-se as variáveis V_1 e δ_1 da barra de referência, estas, por sua vez, são omitidas da equação (2.15). Logo, tem-se as seguintes expressões:

$$y_k = P_k = P_k(x) = V_k \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n \cos(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) \quad (2.16)$$

$$y_{k+n} = Q_k = Q_k(x) = V_k \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n \sin(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) \quad (2.17)$$

Sendo $k = 2, 3, \dots, N$

Partindo dessas expressões, a matriz Jacobiana terá a seguinte forma:

$$\mathbf{J} = \begin{array}{c} \begin{array}{cc} \mathbf{J1} & \mathbf{J2} \end{array} \\ \left[\begin{array}{ccc|ccc} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_N} & \frac{\partial P_2}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial V_N} \\ \vdots & & & \vdots & & \\ \frac{\partial P_N}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_N}{\partial \delta_N} & \frac{\partial P_N}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial P_N}{\partial V_N} \\ \hline \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_N} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial V_N} \\ \vdots & & & \vdots & & \\ \frac{\partial Q_N}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_N}{\partial \delta_N} & \frac{\partial Q_N}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial Q_N}{\partial V_N} \\ \hline \mathbf{J3} & & & \mathbf{J4} & & \end{array} \right] \end{array} \quad (2.18)$$

A matriz Jacobiana apresentada em (2.18) divide-se em quatro blocos, denominados J_1, J_2, J_3 e J_4 , nos quais verificam-se os desdobramentos das equações (2.16) e (2.17), a partir das derivadas parciais presentes em cada uma dessas partes.

Desta forma, para a resolução do problema de fluxo de potência a partir do Método de *Newton-Raphson*, as quatro etapas apresentadas abaixo devem ser seguidas. Considerando a iteração inicial como:

$$x(i) = \begin{bmatrix} \delta(i) \\ V(i) \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

Etapa 1: Utilizar as equações (2.16) e (2.17) para calcular a matriz:

$$\Delta y(i) = \begin{bmatrix} \Delta P(i) \\ \Delta Q(i) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P - P[x(i)] \\ Q - Q[x(i)] \end{bmatrix} \quad (2.20)$$

Etapa 2: Calcular os elementos da matriz Jacobiana.

Etapa 3: A partir do método de eliminação de Gauss e da substituição reversa, calcular valores de correção:

$$\begin{bmatrix} J1(i) & J2(i) \\ J3(i) & J4(i) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \delta(i) \\ \Delta V(i) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P(i) \\ \Delta Q(i) \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

Etapa 4: Calcular valores corrigidos:

$$x(i+1) = \begin{bmatrix} \delta(i+1) \\ V(i+1) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta(i) \\ V(i) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta \delta(i) \\ \Delta V(i) \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

Partindo do valor inicial $x(0)$, o processo continua até que a convergência seja alcançada, ou até que o número de iterações exceda um máximo especificado. Para isso, os critérios de convergência são frequentemente baseados em $\Delta y(i)$ (chamados de incompatibilidades de potência) ao invés de $\Delta x(i)$ (incompatibilidades de ângulo de fase e magnitude de tensão) (Glover, 2017).

Nesse contexto, o estudo de fluxo de carga constitui um dos pilares para o planejamento e operação do sistema elétrico de potência, servindo como base para diversas outras análises técnicas. Dentre elas, destacam-se a análise de contingências, estudos de confiabilidade e estabilidade do sistema, avaliação de integração de fontes renováveis de energia e expansão e planejamento da rede. Com base nisso, verifica-se que a segurança do SEP está diretamente relacionada com a precisão das informações obtidas através desses estudos, sendo estes fundamentais para a tomada de decisões estratégicas no setor.

3. METODOLOGIA

Neste capítulo, serão apresentados os estudos que norteiam o roteiro metodológico adotado para a análise da integração de Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica às fontes renováveis variáveis eólica e solar, de forma a averiguar os desdobramentos da aplicação dos SAEs no desempenho do sistema elétrico de potência frente a diferentes parâmetros técnicos. Em síntese, segue-se a seguinte estrutura: Definição dos procedimentos de rede; Modelagem para aplicação dos SAEs; Rotinas e procedimentos para a utilização do *software* ANAREDE.

3.1. Procedimentos de Rede

Os procedimentos de Rede são um conjunto de regras propostas pelo ONS para as atividades de coordenação e controle da operação, geração e transmissão de energia elétrica que integram o SIN (ONS, 2025c). São divididos em 9 (nove) módulos, sendo estes organizados da seguinte forma:

- Módulo 1 - Relacionamento com os Agentes;
- Módulo 2 - Critérios e Requisitos;
- Módulo 3 - Planejamento da Operação;
- Módulo 4 - Programação da Operação;
- Módulo 5 - Operação do Sistema;
- Módulo 6 - Avaliação da Operação;
- Módulo 7 - Integração de instalações;
- Módulo 8 - Administração dos Contratos e Contabilização Financeira;
- Módulo 9 - Indicadores.

As alterações realizadas nos documentos classificados como Definição, Critérios, Requisitos, Responsabilidades, Procedimental, Metodologia e Indicadores estão sujeitas à aprovação da ANEEL, à medida que os documentos de natureza Operacional e o Manual de Procedimentos da Operação (MPO) requerem aprovação pelo ONS.

Dentre os módulos apresentados, este trabalho abordará com maior ênfase o Módulo 2 - Critérios e Requisitos, sendo este composto por 16 submódulos. Em específico, serão utilizados os submódulos 2.1 e 2.3, que tratam, respectivamente,

sobre a Definição das Redes no Sistema Interligado Nacional e as Premissas, critérios e metodologias para a realização de estudos elétricos.

3.1.1. Submódulo 2.1: Definição das redes do Sistema Interligado Nacional

O submódulo 2.1 dos procedimentos de rede tem por objetivo estabelecer os critérios para definição das redes que compõem o Sistema Interligado Nacional. Estas redes classificam-se da seguinte forma:

- Rede Complementar: se localiza fora dos limites da Rede Básica e é composta por instalações cujos desligamentos afetam a otimização energética do SIN e/ou afetam o desempenho elétrico das instalações e dos equipamentos da Rede Básica que levam a condições operativas fora dos critérios estabelecidos nos procedimentos de Rede;
- Rede de Operação: é composta pela Rede Básica, pelas instalações de transmissão destinadas às interligações internacionais, conectadas a Rede Básica, pela Rede Completar e pelas usinas despachadas centralizadamente;
- Rede de Supervisão: é composta pela Rede de Operação e outras instalações, cuja monitoração por meio do sistema de supervisão é necessária para que o ONS cumpra suas responsabilidades de coordenação e controle do SIN.
- Rede de Simulação: é composta pela Rede de Supervisão e outras instalações que necessitam ser representadas nos programas de simulação para garantir que os estudos elétricos desenvolvidos pelo ONS reproduzam com precisão adequada os fenômenos que ocorrem no SIN. As instalações que não forem consideradas necessárias para os estudos elétricos, segundo avaliação do ONS com participação de outros agentes, não são agregadas à Rede de Simulação.

Embora os casos a serem apresentados abranjam apenas áreas específicas e próximas da região eletroenergética sob estudo, para fins de análise, foi utilizado o arquivo base completo do SIN, obtido através do banco de dados do ONS.

3.1.2. Submódulo 2.3: Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos

O submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede descreve as premissas, os critérios e a metodologia a serem adotados nos estudos elétricos referentes à Rede de Simulação, que subsidiam diversos processos, tais como a elaboração do Plano de Operação de Médio Prazo do SIN (PAR/PEL), a análise de projetos básicos, estudos pré-operacionais e de proteção, entre outros.

As premissas e critérios descritos nesse submódulo referem-se aos estudos elétricos de fluxo de potência, curto-circuito, estabilidade eletromecânica, transitórios eletromagnéticos, reserva de potência operativa, controle carga-frequência, recomposição do sistema e segurança de tensão.

Quanto aos estudos de fluxo de potência, são efetuadas verificações do comportamento da rede elétrica em regime permanente, de forma a avaliar os níveis de tensão nos barramentos e os carregamentos nas linhas, transformadores e demais componentes da rede de transmissão. Para esse tipo de estudo, o sistema deve ser analisado para condições de carga e geração pertinentes ao objetivo da avaliação, entre carga pesada, média, leve e mínima.

Quanto às premissas gerais consideradas para os estudos de fluxo de carga, tem-se que:

- Em regime permanente, as cargas devem ser representadas com 100% de potência constante para as partes ativa e reativa, podendo ser representadas com percentuais variáveis de potência (P), impedância (Z) e corrente (I) constantes, para se adequarem aos objetivos específicos de cada estudo.
- Os limites de carregamento das linhas de transmissão, transformadores e autotransformadores existentes são os estabelecidos nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST);
- A ferramenta computacional utilizada nos estudos, qual apresenta modelagem para análise de redes em regime permanente, trata-se do ANAREDE.

Os estudos de fluxo de potência devem abranger, além da condição operativa normal, a análise de contingências de linhas de transmissão, transformadores e outros equipamentos do sistema elétrico, objetivando definir ações necessárias para que o SIN opere sem violar os limites de tensão e carregamento.

No tocando aos “Critérios para estudos de sistemas de corrente alternada (CA)”, em relação às contingências e aos níveis de tensão, tem-se que:

- Para Contingências: o desempenho do sistema deve ser tal que não haja violação dos critérios estabelecidos no submódulo e não haja necessidade de corte de carga provocado pela ocorrência de contingências simples (critério n-1);
- Para Níveis de Tensão: as faixas de valores admissíveis a serem observadas nos estudos elétricos para condições operativas normal e sob contingências são definidas conforme apresenta a Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Tensão admissível entre fases a 60 Hz.

Tensão Nominal de Operação	Condição Operativa Normal		Condição Operativa sob Contingência	
	(kV)	(pu)	(kV)	(pu)
< 230	-	0,95 a 1,05	-	0,90 a 1,05
230	218 a 242	0,95 a 1,05	207 a 242	0,90 a 1,05
345	328 a 362	0,95 a 1,05	311 a 362	0,90 a 1,05
440	418 a 460	0,95 a 1,046	396 a 460	0,90 a 1,046
500	500 a 550	1,00 a 1,10	475 a 550	0,95 a 1,10
525	500 a 550	0,95 a 1,048	475 a 550	0,90 a 1,048
765	690 a 800	0,90 a 1,046	690 a 800	0,90 a 1,046

Fonte: Adaptado do Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede - ONS (2025c).

Quanto às premissas e critérios para os estudos de segurança de tensão, define-se que:

- O fator de potência deve se manter constante durante o incremento de carga de uma determinada área sob estudo. O redespacho necessário é escolhido, para fazer frente ao incremento de carga, em grupos de geradores que provoquem carregamento mais crítico no sistema;
- O sistema é considerado seguro em relação à tensão quando, para uma dada condição operativa, a MST e os níveis de tensão pré-contingência e pós-contingência encontram-se em conformidade com os critérios estabelecidos;
- As margens de segurança de tensão para os estudos de planejamento da operação são de 7% e 4%, nas análises com rede completa e incompleta, respectivamente. Em tempo real, uma margem de 4% deve ser considerada.

3.2. Modelagem dos Sistemas de Armazenamento de Energia

Para a modelagem do sistema de armazenamento, fez-se necessária a avaliação das curvas de geração média dos empreendimentos Chafariz e Luzia, da Neoenergia. As curvas foram obtidas a partir dos dados históricos de geração eólica e fotovoltaica em operação no SIN, disponibilizados pelo ONS. Ainda, de forma a subsidiar os estudos elétricos e energéticos, o ONS apresenta a agregação por patamar de carga em duas divisões. Todavia, para as análises aqui conduzidas, foram considerados os patamares de carga designados para a realização de estudos energéticos, conforme apresenta Tabela abaixo:

Tabela 3.2 - Intervalos Horários de Patamares de Carga Diária de Energia.

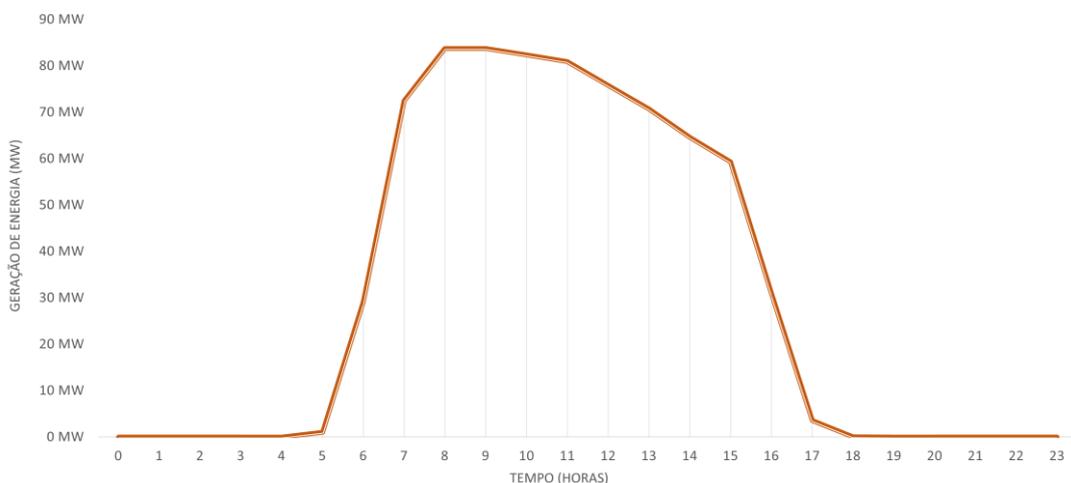
Patamar de carga	Maio a Agosto		Abril, Setembro e Outubro		Novembro a Março	
	2ª a 6ª feira	Sábado, domingo e feriados	2ª a 6ª feira	Sábado, domingo e feriados	2ª a 6ª feira	Sábado, domingo e feriados
Leve	1h às 8h	1h às 17h 23h às 24h	2h às 8h	1h às 17h	2h às 8h	2h às 18h
Média	9h às 17h 23h às 24h	18h às 22h	1h, 9h às 15h 23h às 24h	18h às 24h	1h, 9h às 15h e 24h	1h, 9h às 24h
Pesada	18h às 22h	-	16h às 22h	-	16h às 23h	-

Fonte: Adaptado, ONS (2025d).

Os patamares de carga utilizados para a designação dos cenários de carregamento e descarregamento do SAE levaram em consideração os intervalos horários referentes aos meses de Abril, Setembro e Outubro, considerando os dias da semana de segunda a sexta-feira.

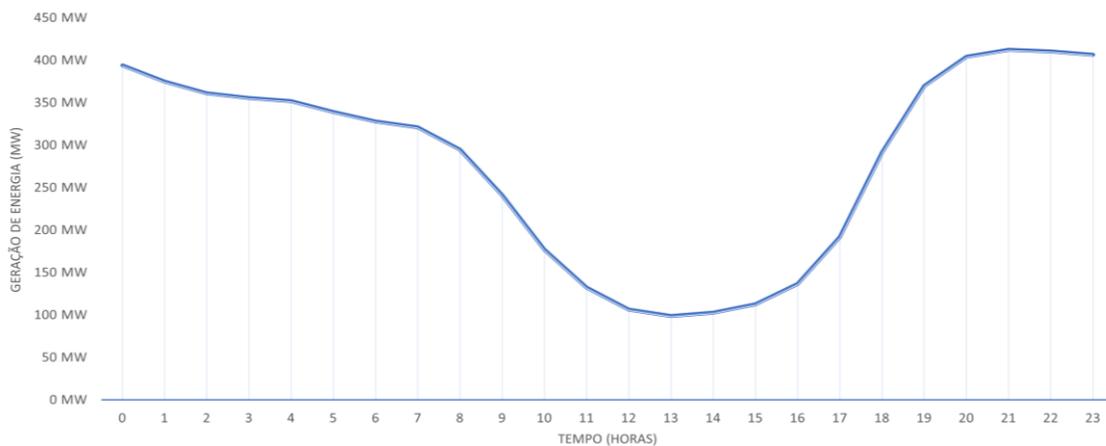
Do Gráfico 3.1 ao 3.3 são apresentadas as curvas de geração média dos empreendimentos sob estudo, tornando possível, a partir destas, a definição dos horários de carga de cada um dos sistemas de armazenamento a partir da identificação dos horários em que há maior geração de energia advinda dessas fontes, bem como a definição das potências de carga e descarga do SAE e a energia passível de armazenamento e entrega à rede elétrica.

Gráfico 3.1 - Geração Média Horária Solar



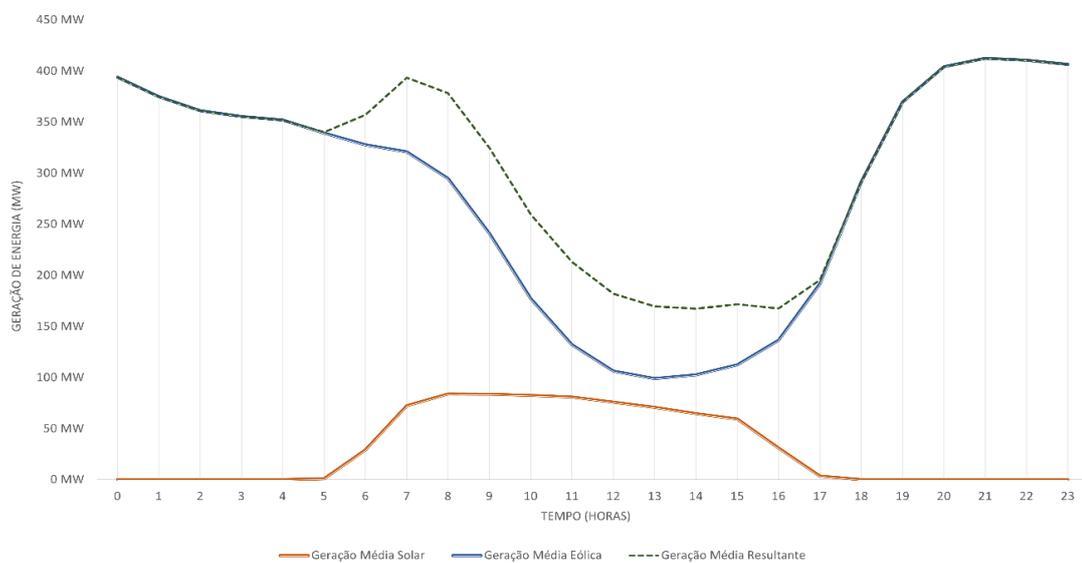
Fonte: Autoria própria: a partir de dados disponibilizados pelo ONS.

Gráfico 3.2 – Geração Média Horária Eólica.



Fonte: Autoria própria: a partir de dados disponibilizados pelo ONS.

Gráfico 3.3 – Geração Média Horária Combinada (Híbrida)



Fonte: Autoria própria: a partir de dados disponibilizados pelo ONS.

A partir da identificação dos horários de maior geração desses parques, desconsiderando o patamar de carga pesada, foram definidos os horários de carregamento de cada um dos três sistemas de armazenamento, conforme apresenta a Tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Horários de Carregamento do SAE.

Geração	Tempo de Carregamento (h)	Intervalo horário de Carga
Solar	6 horas	06h às 12h
Eólica	6 horas	0h às 06h
Híbrida	10 horas	0h às 10h

Fonte: Autoria própria.

De acordo com Noblat *et al.* (2023), a caracterização de um Sistema de Armazenamento de Energia Elétrica com a utilização de baterias ocorre a partir da definição da Capacidade de Armazenamento das Baterias (E_n) e da sua Potência Nominal (P_n). Assim, para se obter essas variáveis, a potência gerada durante o intervalo de carga especificado é integralizada para obter-se a energia total gerada neste intervalo.

$$E_G = \int P_{Gerada}(t) dt \quad (3.1)$$

Sendo:

- E_G – Energia total gerada no intervalo de tempo especificado, em kWh ou em MWh.
- P_{Gerada} – Potência gerada no intervalo de tempo especificado, em kW ou em MW.

Com isso, buscando facilitar o cálculo desta integral e aplicá-lo nos dados históricos obtidos a partir da base de dados disponibilizada pelo ONS, utilizou-se o método dos trapézios como forma de aproximação para definição dos valores desejados. Assim, a integralização foi realizada da seguinte forma:

$$E_G = \int P_{Gerada}(t) dt = \frac{h}{2} [f(x_0) + 2(f(x_1) + \dots + f(x_{n-1})) + f(x_n)] \quad (3.2)$$

Realizados os cálculos, foram obtidos os valores de energia gerada em cada um dos três casos analisados. A partir disso, definiu-se que, para a aplicação voltada às gerações solar e eólica, a energia a ser armazenada pelo SAE representaria 30% da energia total gerada em um intervalo de 6h. Já para a aplicação voltada à geração híbrida, a energia a ser armazenada pelo SAE representaria 40% da energia total

gerada por essas usinas em um intervalo de 10h. Com isso, foram obtidos os seguintes valores de energia e potência de carga para estes bancos de baterias:

Tabela 3.4 – Energia Armazenada e Potência de Carga do SAE.

Aplicações	Energia Armazenada (MWh)	Potência de Carga (MW)	Tempo de Carregamento (h)
G. Solar	137	23	6
G. Eólica	643	107	6
G. Híbrida	1426	143	10

Fonte: Autoria própria.

Após a definição da energia a ser armazenada e da potência de carga do Sistema de Armazenamento de Energia, foram estabelecidos os patamares de carga e descarga nos quais ocorreriam, respectivamente, o carregamento e o descarregamento do sistema. Para essa definição, considerou-se o intervalo horário de carga característico de cada cenário em que o SAE foi aplicado. Ressalta-se que, para os três casos analisados, o processo de descarga do SAE foi programado para ocorrer durante o patamar de carga pesada, conforme detalhado na Tabela 3.5.

Tabela 3.5 – Carregamento e Descarregamento do SAE por Patamar de Carga

Aplicações	Armazenamento em carga leve		Armazenamento em carga média		Injeção em carga pesada	
	(MWh)	(MW)	(MWh)	(MW)	(MWh)	(MW)
G. Solar	82	14	55	9	109	18
G. Eólica	643	107	-	-	515	86
G. Híbrida	713	71	713	71	1141	114

Fonte: Autoria própria.

Para definição destes valores, foi considerado que o banco de baterias deve ter uma descarga de apenas 80% da sua capacidade nominal, uma vez que os 20% da energia remanescente devem ficar retidos no banco, buscando com isso a preservação da vida útil deste ativo. Ainda, considerou-se que, para as aplicações em que o intervalo de carregamento contemplaria dois patamares de carga distintos, a divisão da potência de carregamento foi feita da seguinte forma:

Tabela 3.6 – Condições de carga e descarga do SAE para Geração Solar.

SAE Aplicado a G. Solar	MWh	MW	Condições Avaliadas
Armazenamento total do SAE	137	23	Na condição de que a potência total representa 30% da Integral de Geração Solar
Armazenamento em Carga Leve	82	14	Na condição de que em carga leve o SAE carrega 60% da potência total
Armazenamento em Carga média	55	9	Na condição de que em carga média o SAE carrega 40% da potência total
Descarga do SAE	109	18	Na condição de que a profundidade de descarga do banco seja de 80%

Fonte: Autoria própria.

Tabela 3.7 - Condições de carga e descarga do SAE para Geração Eólica.

SAE Aplicado a G. Eólica	MWh	MW	Condições Avaliadas
Armazenamento total do SAE	643	107	Na condição de que a potência total representa 30% da integral de Geração
Descarga do SAE	515	86	Na condição de que a potência de descarga do banco seja de 80%

Fonte: Autoria própria.

Tabela 3.8 - Condições de carga e descarga do SAE para Geração Híbrida.

SAE Aplicado a G. Híbrida	MWh	MW	Condições Avaliadas
Armazenamento total do SAE	1426	143	Na condição de que a potência total representa 40% da Integral da Geração Híbrida
Armazenamento em Carga Leve	713	71	Na condição de que em carga leve o SAE carrega 50% da potência total
Armazenamento em Carga média	713	71	Na condição de que em carga média o SAE carrega 50% da potência total
Descarga do SAE	1141	114	Na condição de que a potência de descarga do banco seja de 80%

Fonte: Autoria própria.

É válido destacar que o ANAREDE não possui elementos que representem de forma direta o sistema de armazenamento aqui abordado, fazendo-se necessária à sua modelagem para aplicação na rede elétrica.

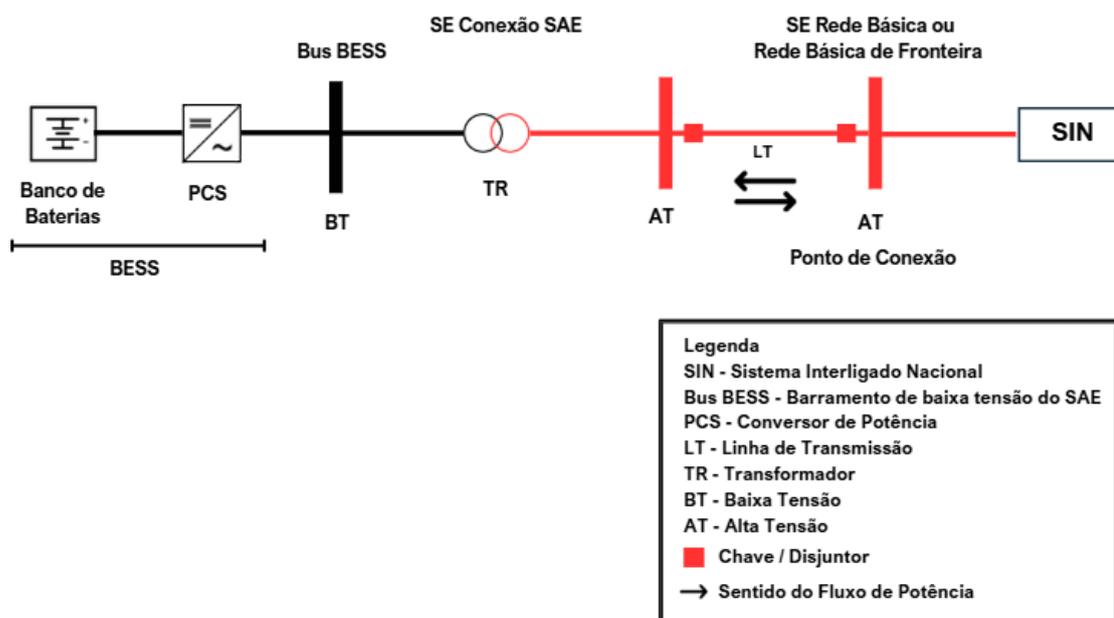
Conforme destacado por Noblat *et al.* (2023), o SAE acumula energia em baterias recarregáveis, convertendo a energia armazenada nas baterias através de um Sistema de Conversão de Energia (PCS), possibilitando assim sua injeção na rede.

Esta interface conversor-rede permite a modelagem dos sistemas de armazenamento de modo semelhante ao que se aplica a outros sistemas que utilizam conversores, como geradores eólicos e fotovoltaicos.

Assim como descrito na modelagem utilizada para inserção do SAE na rede elétrica, a depender do seu estado operativo, se como carga ou gerador, alguns dos seus parâmetros podem sofrer variação durante a realização de simulações de fluxo de potência.

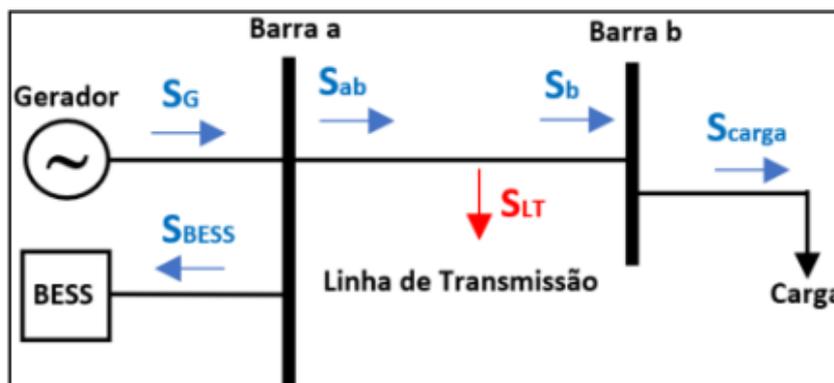
As Figura 3.1 e 3.2 apresentam, de forma simplificada, a conexão do SAE ao SIN. O SAE é conectado, por meio do sistema PCS, a uma barra com tensão menor que a da rede e essa tensão será elevada através de um transformador elevador, que realizará a conexão com o Sistema Interligado Nacional.

Figura 3.1 – Modelo do SAE a Ser Conectado ao SIN.



Fonte: Adaptado de Noblat *et al.* (2023).

Figura 3.2 – Diagrama de Conexão do SAE.



Fonte: Noblat *et al.* (2023).

Com base nessa definição, o sistema de armazenamento utilizado para fins de simulação será conectado à rede tal como apresentado na Figura 3.2.

3.3. Ferramenta Computacional: ANAREDE

O Programa de Análise de Redes (ANAREDE) é uma ferramenta computacional desenvolvida pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), qual reúne um conjunto de funcionalidades que visam tornar disponíveis às empresas do setor novas técnicas, algoritmos e métodos eficientes para a realização de estudos nas áreas de operação e planejamento do sistema elétrico de potência (CEPEL, 2023). Este *software* permite a realização de análises do SEP em regime permanente, sendo aplicável tanto nos estudos de planejamento de curto, médio e longo prazo, quanto na operação em tempo real, o que o torna uma ferramenta de grande valia na realização de simulações referentes à dinâmica de operação do SIN.

O conjunto de aplicações integradas do *software* ANAREDE é composto por programas de fluxo de potência, equivalente de redes, análise de contingências, análise de sensibilidade de tensão, análise de sensibilidade de fluxo, fluxo de potência continuado, definição das redes complementares e de simulação e análise de corredores de recomposição (CEPEL, 2021).

Para a realização do estudo em foco, será utilizado apenas o programa de fluxo de potência, que será abordado com mais detalhes nos subtópicos seguintes desta seção do trabalho.

3.3.1. Códigos de Execução e Interface Gráfica

A construção de um arquivo de estudo no ANAREDE começa com a definição dos dados de entrada do sistema, que poderá ser inicializado por um arquivo do tipo cartão (extensão .pwf) ou por um arquivo histórico (extensão .sav). Nos arquivos do tipo cartão (.pwf), construídos no recurso auxiliar do programa, o EditCEPEL, serão definidos o título do caso, opções de controle, constantes, dados das barras, dados das linhas, grupos de tensão, entre outras instruções de execução. A seguir, são apresentados os principais códigos utilizados nesse processo:

- TITU: Leitura do título do caso em estudo;
- DCTE: Leitura e modificação dos dados das constantes utilizadas no programa;
- DBAR: Leitura dos dados das barras CA;
- DLIN: Leitura dos dados de circuitos CA (linhas de transmissão e transformadores);
- DGBT: Leitura dos dados de grupos de base de tensão das barras CA;
- DGER: Leitura de dados de limites de geração de potência ativa e fatores de participação das barras de geração;
- DBSH: Leitura dos dados de bancos de capacitores e/ou reatores individualizados conectados às barras CA ou às linhas de transmissão;
- DGLT: Leitura dos dados dos grupos de limites de tensão;
- DARE: Leitura dos dados de intercâmbio de potência ativa entre áreas.

Os dados de entrada possuem um padrão pré definido, de forma que, quando os dados forem lidos do arquivo, todos os registros, com exceção do título do caso, que contiverem o caractere "(" na primeira coluna serão ignorados pelo programa, caracterizando as linhas de comentário (Macêdo, 2009). A Figura 3.3 apresenta um exemplo de um arquivo .pwf, onde cada coluna do código de execução corresponde a uma informação do sistema.

Outra forma de construir o arquivo de estudo é através da interface gráfica do programa. Nesta, o preenchimento dos dados irá ocorrer através de janelas, em um formato mais intuitivo, onde o arquivo .pwf será criado em conjunto com a construção do diagrama elétrico, diferentemente do formato em que há a utilização de códigos, onde não há a representação visual do sistema, fazendo-se necessário a criação de

um diagrama elétrico (extensão .lst), que poderá ser aberto sempre que o arquivo .pwf for aberto, sendo fundamental que os dois arquivos possuam o mesmo nome.

Figura 3.3 - Arquivo exemplo com dados de entrada do ANAREDE.

```

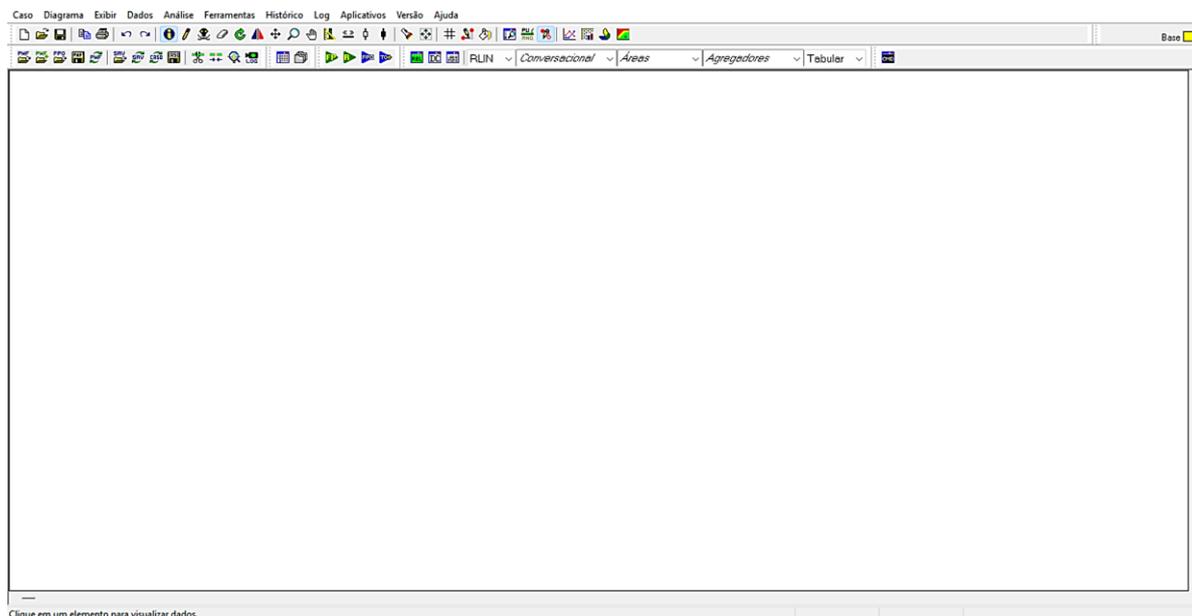
01  TITU
02  IEEE 14 Bus Test Case - Winter 1962
03  DBAR
04  (Num)OETGb( nome )Gl( V)( A)( Pg)( Qg)( Qn)( Qm)( Bc )( P1)( Q1)( Sh)Are(Vf)
05  1 2 Barra-01--HV 1060 0.0232.4-16.9 1 1
06  2 1 Barra-02--HV 1045-4.9 40.0 42.4-40.0 50.0 2 21.7 12.7 1
07  3 1 Barra-03--HV 1010-12. 0.0 23.4 0.0 40.0 3 94.2 19.0 1
08  4 0 Barra-04--HV 1019-10. 47.8 -3.9 1
09  5 0 Barra-05--HV 1020-8.7 7.6 1.6 1
10  6 1 Barra-06--LV 1070-14. 0.0 12.2 -6.0 24.0 6 11.2 7.5 1
11  7 0 Barra-07--ZV 1062-13. 1
12  8 1 Barra-08--TV 1090-13. 0.0 17.4 -6.0 24.0 8 1
13  9 0 Barra-09--LV 1056-14. 29.5 16.6 19.0 1
14  10 0 Barra-10--LV 1051-15. 9.0 5.8 1
15  11 0 Barra-11--LV 1057-14. 3.5 1.8 1
16  12 0 Barra-12--LV 1055-15. 6.1 1.6 1
17  13 0 Barra-13--LV 1050-15. 13.5 5.8 1
18  14 0 Barra-14--LV 1036-16. 14.9 5.0 1
19  99999
20  DLIN
21  (De )d O d(Pa )NcEP ( R% )( X% )(Mvar)(Tap)(Tmn)(Tmx)(Phs)(Bc )(Cn)(Ce)Ns
22  1 2 1 1.938 5.917 5.28
23  1 5 1 5.40322.304 4.92
24  2 3 1 4.69919.797 4.38
25  2 4 1 5.81117.632 3.40
26  2 5 1 5.69517.388 3.46
27  3 4 1 6.70117.103 1.28
28  4 5 1 1.335 4.211
29  4 7 1 0.00020.912 0.978
30  4 9 1 0.00055.618 0.969

```

Fonte: ANAREDE (Exemplo IEEE 14 barras).

A interface gráfica do ANAREDE pode ser visualizada na Figura 3.4, apresentada abaixo:

Figura 3.4 - Interface gráfica do ANAREDE.



Fonte: ANAREDE.

A partir da janela principal da interface gráfica é possível acessar os diversos menus que controlam a execução e o gerenciamento de dados contidos na memória do programa. No menu “Caso”, é possível manipular arquivos no formato cartão (.pwf), por meio de recursos que possibilitam: a criação de um novo arquivo mediante a remoção de dados pré-existentes na memória do programa; a importação de arquivos já existentes; a adição de novos dados aos já previamente carregados, provenientes de um arquivo no mesmo formato; a gravação do caso corrente no mesmo arquivo no qual os dados foram carregados inicialmente, entre outros recursos disponíveis.

O menu “Diagrama” permite o acesso e o gerenciamento dos diagramas armazenados sob o formato de arquivos com extensão .lst, ao passo que o menu “exibir” permite que o usuário selecione o modo de exibição do diagrama unifilar e sua forma de representação.

O menu “Dados” possibilita o acesso aos dados elétricos dos equipamentos modelados no programa. Para realizar a consulta dos dados de um equipamento, basta fornecer sua identificação e as informações serão carregadas em uma nova janela.

O menu “Análise” permite o acesso às funções de análise de redes presentes no programa e à seleção de barras para que possam ser gerados relatório. Enquanto que no menu “Ferramentas” estão disponíveis diversas funções de manipulação de dados e configurações da Área de Trabalho.

Abaixo da barra de menus está localizada a barra de ferramentas do ANAREDE, conforme a Figura 3.5, que é composta por duas seções. A primeira seção contém ícones que permitem a ativação de funções de gerenciamento de dados, impressão, funções de desenho e acesso a outras janelas do programa. Já a segunda seção, contém atalho para gerenciamento de arquivos, acesso ao gerenciador de dados e ao diálogo de integração de dados, fluxo de potência, recomposição, relatórios e outros recursos.

Figura 3.5 - Barra de ferramentas do ANAREDE



Fonte: ANAREDE.

3.3.2. Programa de Fluxo de Potência (EXLF)

O programa de fluxo de potência tem como objetivo a realização do cálculo do estado operativo da rede elétrica, considerando condições específicas de carga, geração, topologia e restrições operacionais. Os métodos disponíveis para a solução das equações da rede elétrica CA são: Método Desacoplado Rápido e o Método de Newton, sendo o Desacoplado Rápido o método pelo qual as soluções das equações são normalmente efetuadas. Entretanto, para a utilização do método de Newton, faz-se necessária a ativação da opção *NEWT* durante a execução do código *EXLF*.

As condições iniciais para o processo iterativo, em ambos os métodos, são estabelecidas pelos valores especificados nos dados de entrada ou pela opção *FLAT*. Destaca-se ainda que as condições iniciais para o Método de Newton podem ser estabelecidas pelo Método Desacoplado Rápido. A ativação da opção *PART* atrelada à opção *NWET* indica que as primeiras iterações do processo serão efetuadas pelo Método Desacoplado Rápido e as demais pelo Método de Newton.

A Figura 3.6 exibe a janela de configurações para a execução do cálculo do Fluxo de Potência.

Figura 3.6 – Configurações para Cálculo do Fluxo de Potência.

Cálculo do Fluxo de Potência (EXLF)

Fluxo de Potência | Monitoração

Todos

Métodos

- Desacoplado Rápido
- Newton (NEWT)
- Newton / Partida DR (NEWT PART)
- Modelo Linear (LFDC)
- Modelo Linear / Perdas (LFDC PERD)
- Newton / Partida Linear (NEWT INDC)
- Newton / Inicializar Ângulos (NEWT IANG)

Controles

- Limite de Geração Reativa (QLIM)
- Limite de Tensão (VLIM)
- Tensão em Barra Remota (CREM)
- Tap do Transformador (CTAP) Apenas Manobráveis (AUTO)
- Shunt Chaveado Automaticamente (CSCA)
- Intercâmbio entre Áreas (CINT)
- Controle de Tap por Faixa de Tensão (CTAF)
- Controle Automático de Defasadores (CPHS)
- Regulação Primária de Frequência (FREQ)
- Priorização de Controles (CPRI) Controles

Opções

- "Flat Start" (FLAT)
- Redução do Passo (STEP)
- Distribuição de Perdas (DPER)
- Sem Curva de Capabilidade (NCAP)
- Percentual (PERC)
- Solução Discreta do Tap (TAPD)
- Elo CC via Matriz Jacobiana (CELO)
- Controle por Ajustes Alternados (FJAC)
- Avaliação de Controles (ACFP)
- Tabelador de Casos (TABE)
- Inércia Mínima (INMN)
- Avaliação de Sensibilidade Invertida (AVSI)
- Método Parametrizado (PARM)
- Plotagem de Curva QV (PVQV)
- Ilhas sem Barra de Referência (ILHA)
- Alocação Automática de Barra Slack (ASLK)
- Convergência por Ilha (CILH)
- Plotagem de Fluxos (PLTF)
- Plotagem de tap de transformadores (PLTT)
- Ajuste da Tensão Gerador Controle Remoto (ATCR)
- Controle de Passo Ótimo (STPO)
- Verificação de Limites do Controle Remoto (VLCR)
- Execução de contingência Programada (PVCT)
- Congelamento de tap em contingência (TAPC)
- Gravação automática de casos de contingência (GSAV)

Balanço de Potência Ativa

- Barra de Referência
- Área (BPAR)
- Sistema (BPSI)

Relatórios

- Convergência (RCVG)

Aceitar Opções Padrão... Cancelar

Fonte: ANAREDE.

Observa-se que, na parte superior direita, são apresentados todos os recursos de controle que podem ser ativados, conforme descrito a seguir:

- **Limite de Geração Reativa (QLIM):** Ao ativar este controle, a geração reativa na barra é regulada conforme seus limites. Enquanto não houver violação, a tensão permanece constante; ao atingir o limite, este se mantém fixo e a tensão passa a variar.
- **Limite de Tensão (VLIM):** Com este controle ativo, a tensão da barra é comparada com seus limites. Caso não haja violação, a geração reativa permanece constante; caso contrário, fixa-se a tensão no limite e a geração reativa torna-se variável.
- **Controle de Tensão em Barra Remota (CREM):** Permite que a tensão de uma barra seja controlada remotamente por outra, ajustando-se a tensão da barra controladora para manter constante a da barra controlada.
- **Controle de Tap de Transformador (CTAP):** Modifica automaticamente os taps dos transformadores para manter a tensão da barra controlada dentro dos valores especificados.
- **Shunt Chaveado Automaticamente (CSCA):** Realiza o chaveamento automático de bancos de capacitores ou reatores com o objetivo de estabilizar a tensão da barra controlada.
- **Intercâmbio entre Áreas (CINT):** Gerencia o fluxo de potência entre áreas, distribuindo o erro entre os valores programados conforme os fatores de participação das barras.
- **Controle de Tap por Faixa de Tensão (CTAF):** Complementar ao CTAP, permite definir uma faixa de tensão para a barra controlada via código DTPF.
- **Controle Automático de Defasadores (CPHS):** Aplica variação automática de fase em transformadores defasadores para controle da potência ativa no fluxo de potência.
- **Priorização de Controles (CPRI):** Estabelece uma hierarquia entre os controles selecionados, a ser seguida durante a execução do fluxo de potência, com ordenação configurável.

Uma vez estabelecida modelagem, cenários, técnicas e recurso computacional, no próximo capítulo será detalhado o Estudo de Caso.

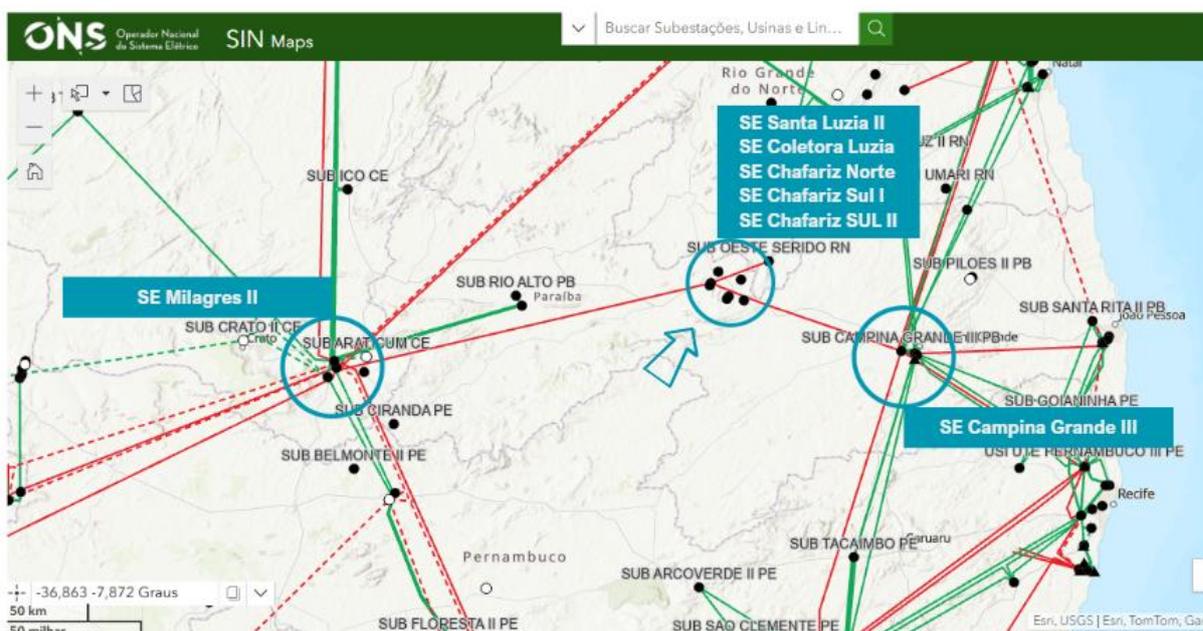
4. ESTUDO DE CASO

4.1. Área Sob Estudo e Características dos Empreendimentos

O sistema sob estudo possui como foco a análise do desempenho de sistemas de armazenamento de energia a partir da sua aplicação na região eletroenergética da Paraíba, em específico na Subestação Santa Luzia II, em seu barramento de 138kV. A área a ser analisada engloba também outras subestações do estado, além das interligações com os estados de Pernambuco, Ceará, Piauí e Rio Grande do norte.

A interligação entre Santa Luzia II e os demais trechos do SIN — representada neste estudo por uma rede inspirada no sistema real, acrescida de atualizações de caráter local — ocorre, de forma preponderante, por meio das linhas de transmissão em 500kV Santa Luzia II / Milagres II e Santa Luzia II / Campina Grande III, conforme observado na Figura 4.1. A partir dessas interligações principais, estabelecem-se ramificações que viabilizam a conexão com os demais estados integrantes do sistema.

Figura 4.1 – Subestação Santa Luzia II e adjacências.



Fonte: Adaptado, ONS (2025e).

Desse modo, a Subestação Santa Luzia II – 138kV recebe as gerações dos complexos eólicos Chafariz Norte, Chafariz Sul 1 e 2 e do Complexo solar Luzia. Este ponto de conexão comum recebe a energia produzida por esses parques geradores e a partir da sua interligação com a subestação de Santa Luzia II em 500kV, escoar essa energia para os demais trechos do SIN.

O Complexo Chafariz como um todo é formado por 15 parques eólicos, alcançando uma potência total instalada de 471,25 MW. O complexo conta com 136 aerogeradores modelo SG132 e 3,465 MW de potência unitária (Iberdrola, 2025).

O Complexo Luzia, por sua vez, conta com 328 mil painéis fotovoltaicos, que somam uma potência de 149,3 MW, sendo a primeira usina de geração centralizada do grupo Neoenergia, que, junto à Chafariz, forma um dos maiores complexos de energia renovável do Brasil (Iberdrola, 2025).

Para a realização dos estudos do sistema em regime permanente no ANAREDE, seguindo os Procedimentos de Rede do ONS, foi realizada a modelagem do diagrama das interligações mencionadas, conforme Figura 4.2.

Para as simulações, foi utilizado o conjunto de dados do Quadrimestral 3Q2022 do ONS (SINTEGRE, 2022) referente ao mês de setembro de 2022.

As principais variáveis a serem analisadas ao longo dos estudos são: as tensões em cada barramento das subestações, carregamentos dos transformadores e fluxo de potência nas linhas de transmissão.

A Tabela 4.1 apresenta as principais características das barras desenhadas no diagrama unifilar sob análise.

Tabela 4.1 – Dados das barras do sistema.

Número	Tipo	Tensão Base (kV)	Nome Barra	Limite Tensão (pu)
5090	0 - PQ	500	GARANH-PE500	1.000-1.100
5091	0 - PQ	230	GARANH-PE230	0.950-1.050
5098	0 - PQ	230	CAETII-PE230	0.950-1.050
5100	0 - PQ	500	ANGEL2-PE500	1.000-1.100
5101	0 - PQ	230	ANGELI-PE230	0.950-1.050
5155	0 - PQ	230	PARANA-PE230	0.950-1.050
5180	0 - PQ	500	P. FERR-PE500	1.000-1.100
5200	0 - PQ	500	CGT----PB500	1.000-1.100
5201	0 - PQ	230	GOIANI-PE230	0.950-1.050
5202	0 - PQ	230	CGT----PB230	0.950-1.050
5211	0 - PQ	230	MUSSU2-PB230	0.950-1.050
5222	0 - PQ	230	CGDBPD-PB230	0.950-1.050
5325	0 - PQ	500	QUEIMA-PI500	1.000-1.100
5350	0 - PQ	500	ACU3---RN500	1.000-1.100
5380	0 - PQ	500	MLG2---CE500	1.000-1.100
5408	0 - PQ	500	MILAGR-CE500	1.000-1.100
5411	0 - PQ	230	MILAGR-CE230	0.950-1.050
5621	0 - PQ	230	COREMA-PB230	0.950-1.050
5623	0 - PQ	69	COREMA-PB069	0.950-1.050
5836	0 - PQ	500	JPESII-PB500	1.000-1.100
5837	0 - PQ	230	JPESII-PB230	0.950-1.050
5900	1- PV	34.5	CHFS2AEOL024	0.950-1.050
5926	0 - PQ	500	SLUZI2-PB500	1.000-1.100
6067	0 - PQ	230	CLEMNT-PE230	0.950-1.050
6130	0 - PQ	500	CEAMIR-RN500	1.000-1.100
6131	0 - PQ	230	EXTREM-RN230	0.950-1.050
6640	0 - PQ	500	CURRAL-PI500	1.000-1.100
7108	0 - PQ	34.5	CHAS2B-PB034	0.950-1.050
7109	1- PV	34.5	CHFS2BEOL025	0.950-1.050
7114	0 - PQ	138	CHAFS1-PB138	0.950-1.050
7115	0 - PQ	34.5	CHAS1A-PB034	0.950-1.050
7116	0 - PQ	34.5	CHAS1B-PB034	0.950-1.050
7117	1- PV	34.5	CHFS1AEOL021	0.950-1.050
7118	1- PV	34.5	CHFS1BEOL020	0.950-1.050
7978	0 - PQ	138	SLUZI2-PB138	0.950-1.050
7979	0 - PQ	138	CHAFS2-PB138	0.950-1.050
7980	0 - PQ	138	CHAFN--PB138	0.950-1.050
7981	0 - PQ	34.5	CHAS2A-PB034	0.950-1.050
7982	0 - PQ	34.5	CHANA--PB034	0.950-1.050
7984	1- PV	34.5	SLUZI-UFV000	0.950-1.050
7985	0 - PQ	34.5	SLUZI2-PB034	0.950-1.050
8299	1- PV	34.5	CHFNA-EOL023	0.950-1.050
9498	0 - PQ	34.5	CHANB--PB034	0.950-1.050
9499	1- PV	34.5	CHFNB-EOL023	0.950-1.050

Fonte: Base de dados do ONS.

Das 44 (quarenta e quatro) barras apresentadas no diagrama, apenas 7 (sete) são do tipo PV (Barramento de tensão controlada) e estas se referem aos Complexos de Chafariz Norte, Chafariz Sul 1 e 2 e Santa Luzia. Todas as demais barras são do tipo PQ.

Outra variável de relevância nas análises operativas é o carregamento das linhas de transmissão do sistema. A Tabela 4.2 apresenta as capacidades de operação normal, em regime de emergência e a capacidade nominal de todas as linhas do subsistema avaliado.

Complementarmente, visando assegurar a operação do Sistema Elétrico de Potência dentro dos limites técnicos dos equipamentos, a Tabela 4.3 exibe as respectivas capacidades — normal, emergencial e nominal — dos transformadores pertencentes ao subsistema em estudo.

Tabela 4.2 – Capacidade das linhas de transmissão

LT	Circuito	Capac. Normal (MVA)	Capac. Emerg. (MVA)	Capac. Equip. (MVA)
MILAGR-CE500/MLG2---CE500	Único	1992	1992	1992
CURRAL-PI500/MLG2---CE500	Único	1992	1992	1992
MLG2---CE500/QUEIMA-PI500	Único	2494	3464	3464
MLG2---CE500/ACU3---RN500	Único	3118	3810	3810
SLUZI2-PB500/CGT----PB500	Único	2680	3464	2680
SLUZI2-PB500/MLG2---CE500	Único	2680	3464	2680
CGT----PB230/CGDBPD-PB230	1	504	633	633
	2	504	633	633
	3	504	633	633
CGT----PB230/EXTREM-RN230	1	503	633	633
	2	503	503	633
P. FERR-PE500/CGT----PB500	Único	2677	3374	3374
GARANH-PE500/CGT----PB500	Único	2678	3373	3373
CGT----PB500/JPESII-PB500	Único	2677	3373	3373
CGT----PB500/CEAMIR-RN500	1	2678	3373	3373
	2	2678	3371	3371
GARANH-PE230/ANGELIPE230	1	348	495	495
	2	348	494	494
	3	498	633	633
CGDBPD-PB230/ANGELIPE230	1	250	400	400
GARANH-PE230/CAETII-PE230	Único	198	263	263
GARANH-PE230/CLEMNT-PE230	Único	9999	9999	9999
GARANH-PE230/PARANA-PE230	Único	239	239	239
GOIANI-PE230/JPESII-PB230	1	251	317	251
	2	251	317	251
GOIANI-PE230/CGDBPD-PB230	Único	251	317	317
JPESII-PB230/MUSSU2-PB230	1	251	317	251
	2	251	317	251
SLUZI2-PB034/SLUZI-UFV000	Único	9999	9999	9999
CHANB--PB034/CHFNB-EOL023	Único	9999	9999	9999
CHANA--PB034/CHFNA-EOL023	Único	9999	9999	9999
SLUZI2-PB138/CHAFN--PB138	Único	200	200	200
CHAFS2-PB138/CHAFS1-PB138	Único	200	200	200
CHAFS2-PB138/CHAFS1-PB138	Único	200	200	200
CHAS1B-PB034/CHFS1BEOL020	Único	9999	9999	9999
CHAS1A-PB034/CHFS1AEOL021	Único	9999	9999	9999
CHAS2B-PB034/CHFS2BEOL025	Único	9999	9999	9999
CHAS2A-PB034/CHFS2AEOL024	Único	9999	9999	9999

Fonte: Arquivo base, ONS.

Tabela 4.3 – Capacidades operacionais dos transformadores.

Transformador	Capac. Normal (MVA)	Capac. Emerg. (MVA)	Capac. Equip. (MVA)
COREMA-PB230/COREMA-B069	100	107	120
COREMA-PB230/CMAT1--PB000	100	100	120
COREMA-PB230/CMAT2--PB000	100	104	120
MILAGR-CE500/MLG5T1-CE000	600	600	720
MILAGR-CE500/MLG5T6-CE000	600	600	720
MILAGR-CE230/MLG5T1-CE000	600	600	720
MILAGR-CE230/MLG5T6-CE000	600	600	720
SL2-T1-PB000/SLUZI2-PB138	650	780	650
SLUZI2-PB500/SLUZI2-PB500	650	780	650
SLUZI2-PB034/SLUZI2-PB138	135	162	162
CHAFN--PB138/CHANB--PB034	100	120	100
CHAFN--PB138/CHANA--PB034	100	120	100
CHAFS2-PB138/CHAS2A-PB034	100	120	100
CHAFS2-PB138/CHAS2B-PB034	100	120	100
CHAFS1-PB138/CHAS1B-PB034	100	120	100
CGT----PB500/CGT-T1-PB000	600	720	840
CGT----PB500/CGT-T2-PB000	600	720	840
GARANH-PE500/GRD5T1-PE000	600	720	840
GARANH-PE230/GRD5T1-PE000	600	720	840
ANGEL2-PE500/AGD-T1-PE000	600	600	750
ANGEL2-PE500/AGD-T2-PE000	600	600	750
ANGELI-PE230/AGD-T1-PE000	600	600	750
ANGELI-PE230/AGD-T2-PE000	600	600	750
JPESII-PB500/JPESII-PB230	450	540	450

Fonte: Arquivo base, ONS.

4.2. Premissas e Critérios

Para a definição das premissas a serem avaliadas nesse estudo, tomou-se como base os critérios definidos no Submódulo 2.3 – Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos dos Procedimentos de Rede do ONS, tal como descrito no capítulo de metodologia deste trabalho. Além dessas, outras premissas foram consideradas para a realização das simulações e das análises a serem realizadas, sendo elas:

- Adequação dos dados do arquivo base, para que este se assemelhasse ao máximo com a rede elétrica atual, uma vez que a rede elétrica representada nos arquivos para fins de simulação é uma inspiração do Sistema Interligado Nacional;
- Representação equivalente do subsistema o qual se deseja estudar, garantindo que este contemple todas as informações necessárias para a realização das simulações;

- Modelagem dos Sistemas de Armazenamento de Energia a serem aplicados à geração solar, eólica e híbrida;
- Definição dos horários de carga e descarga do SAE, com base na potência e energia a ser armazenada/injetada nos patamares de carga leve, média e pesada;
- Em caso de adição de novos transformadores no sistema, a depender da potência, alocar mais de um equipamento para suprir a demanda da rede, promovendo assim maior confiabilidades e segurança.

Partindo destas premissas e critérios, deu-se seguimento as análises de fluxo de potência para os casos em questão.

4.3. Análise de Fluxo de Potência

Inicialmente, foram conduzidos estudos de fluxo de potência no sistema em condições operativas normais, contemplando três diferentes cenários de carga: leve, média e pesada. A Tabela 4.4 apresenta uma consolidação dos resultados obtidos para os módulos das tensões em cada barra do subsistema em análise. Observa-se que, em nenhum dos cenários considerados houve violação dos limites estabelecidos para os níveis de tensão, como observado nas Figuras 4.3 a 4.5.

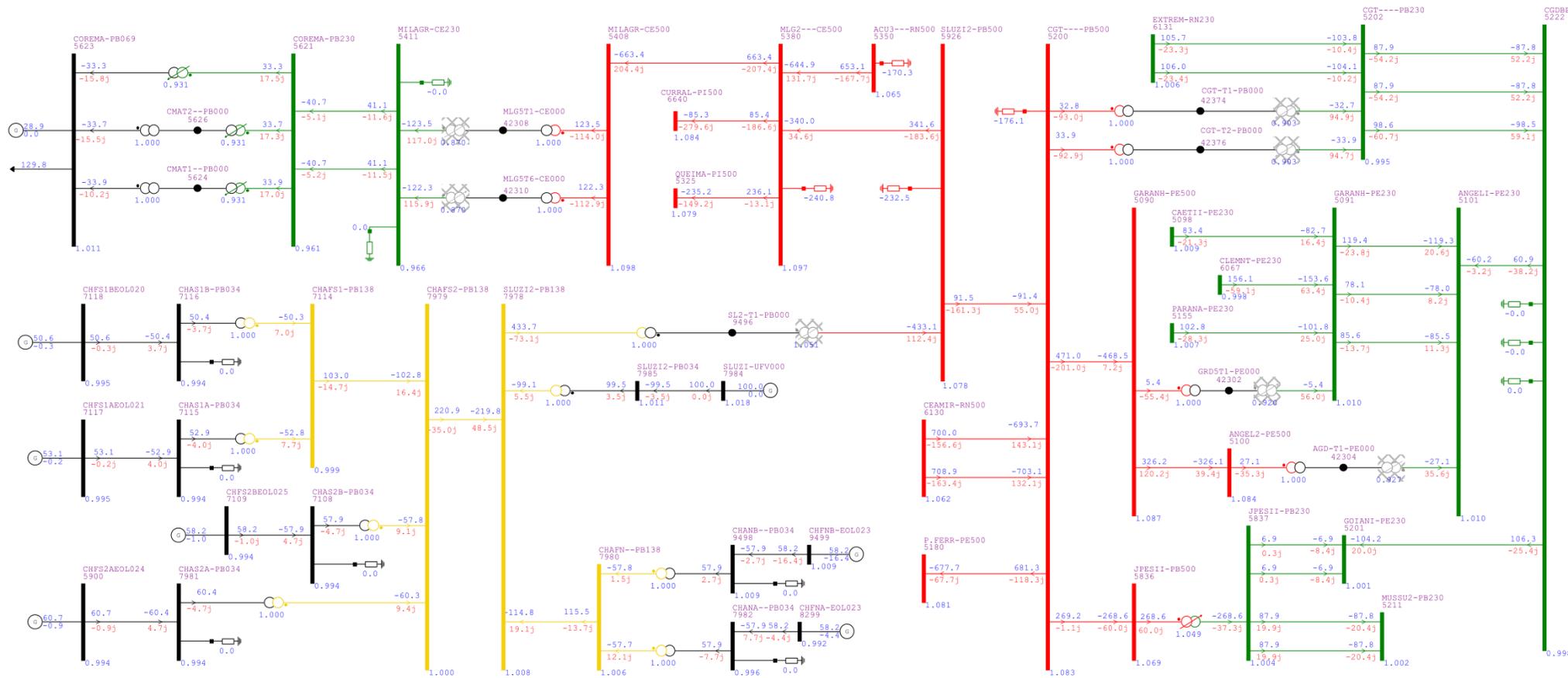
Para além dos níveis adequados de tensão, constatou-se que também não houve qualquer superação nos limites de carregamento das linhas de transmissão, transformadores ou demais ativos do sistema. Todos os equipamentos permaneceram operando dentro de suas respectivas capacidades nominais.

Tabela 4.4 – Tensões nas barras para diferentes patamares de carga.

Barras do Sistema		Tensões (pu)			
N° da Barra	Nome da Barra	Carga Leve	Carga Média	Carga Pesada	Limite de Tensão
5090	GARANH-PE500	1.087	1.083	1.072	1.000-1.100
5091	GARANH-PE230	1.010	1.009	1.010	0.950-1.050
5098	CAETII-PE230	1.009	1.008	1.010	0.950-1.050
5100	ANGEL2-PE500	1.084	1.080	1.069	1.000-1.100
5101	ANGELI-PE230	1.010	1.009	1.010	0.950-1.050
5155	PARANA-PE230	1.007	1.008	1.009	0.950-1.050
5180	P. FERR-PE500	1.081	1.077	1.067	1.000-1.100
5200	CGT----PB500	1.083	1.073	1.064	1.000-1.100
5201	GOIANI-PE230	1.001	0.996	0.998	0.950-1.050
5202	CGT----PB230	0.995	1.004	1.006	0.950-1.050
5211	MUSSU2-PB230	1.002	0.988	0.990	0.950-1.050
5222	CGDBPD-PB230	0.998	1.004	1.006	0.950-1.050
5325	QUEIMA-PI500	1.079	1.070	1.054	1.000-1.100
5350	ACU3---RN500	1.065	1.048	1.048	1.000-1.100
5380	MLG2---CE500	1.097	1.072	1.060	1.000-1.100
5408	MILAGR-CE500	1.098	1.072	1.060	1.000-1.100
5411	MILAGR-CE230	0.966	1.010	1.012	0.950-1.050
5621	COREMA-PB230	0.961	0.980	0.955	0.950-1.050
5623	COREMA-PB069	1.011	1.010	1.010	0.950-1.050
5836	JPESII-PB500	1.069	1.051	1.029	1.000-1.100
5837	JPESII-PB230	1.004	0.992	0.993	0.950-1.050
5900	CHFS2AEOL024	0.994	0.998	0.994	0.950-1.050
5926	SLUZI2-PB500	1.078	1.077	1.063	1.000-1.100
6067	CLEMNT-PE230	0.998	1.004	1.004	0.950-1.050
6130	CEAMIR-RN500	1.062	1.055	1.051	1.000-1.100
6131	EXTREM-RN230	1.006	1.000	0.999	0.950-1.050
6640	CURRAL-PI500	1.084	1.065	1.044	1.000-1.100
7108	CHAS2B-PB034	0.994	0.996	0.998	0.950-1.050
7109	CHFS2BEOL025	0.994	0.998	0.994	0.950-1.050
7114	CHAFS1-PB138	0.999	0.998	1.005	0.950-1.050
7115	CHAS1A-PB034	0.994	0.996	0.998	0.950-1.050
7116	CHAS1B-PB034	0.994	0.997	0.999	0.950-1.050
7117	CHFS1AEOL021	0.995	0.998	0.995	0.950-1.050
7118	CHFS1BEOL020	0.995	0.999	0.995	0.950-1.050
7978	SLUZI2-PB138	1.008	0.999	1.016	0.950-1.050
7979	CHAFS2-PB138	1.000	0.997	1.007	0.950-1.050
7980	CHAFN--PB138	1.006	1.002	1.011	0.950-1.050
7981	CHAS2A-PB034	0.994	0.996	0.998	0.950-1.050
7982	CHANA--PB034	0.996	0.998	0.999	0.950-1.050
7983	-	-	-	-	0.950-1.050
7984	SLUZI-UFV000	1.018	0.999	1.016	0.950-1.050
7985	SLUZI2-PB034	1.011	0.997	1.016	0.950-1.050
8299	CHFNA-EOL023	0.992	0.997	0.991	0.950-1.050
9498	CHANB--PB034	1.009	1.010	1.009	0.950-1.050
9499	CHFNB-EOL023	1.009	1.011	1.005	0.950-1.050

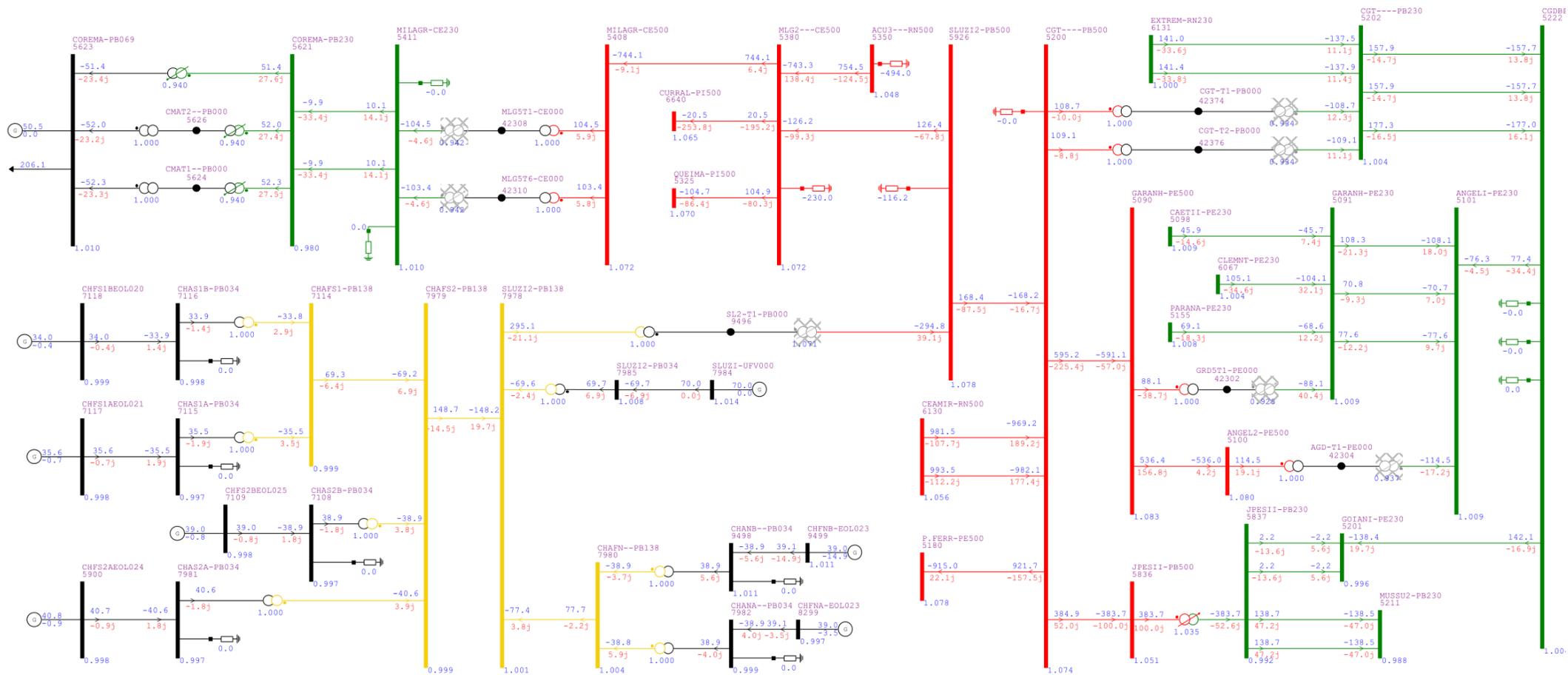
Fonte: Arquivo base, ONS.

Figura 4.3 - Simulação do sistema em carga leve.



Fonte: ANAREDE.

Figura 4.4 – Simulação do sistema em carga média.



Fonte: ANAREDE.

4.4. Sistema de Armazenamento Aplicado à Geração Solar

Assumindo que os arquivos utilizados para simulação dos casos compõem uma base de dados referente ao ano de 2022, fez-se necessário a verificação das linhas e transformadores em operação no SIN para o ano de 2025. Esta verificação, realizada a partir da identificação das linhas de transmissão, subestações e transformadores apresentados no Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN (SINMAPS), resultou na constatação de que a geração solar do Complexo Fotovoltaico Luzia não estava inserida na base de dados utilizada, bem como sua subestação coletora, linha de transmissão e transformador para conexão ao sistema.

Frente a isto, para que fosse possível realizar parte deste estudo, foram adicionados à base de dados em questão todos os ativos necessários para a análise da aplicação do sistema de armazenamento com carga advinda da geração solar deste Complexo Fotovoltaico. A Tabela 4.5 apresenta todos os ativos que foram adicionados ao sistema.

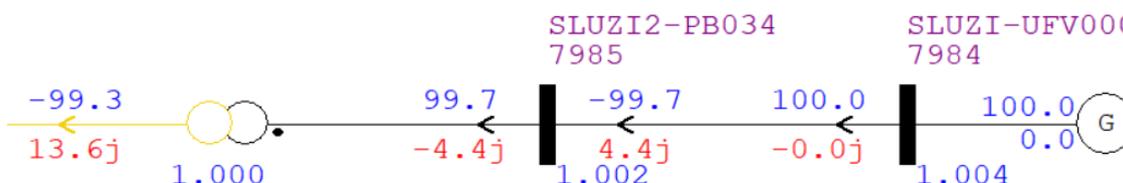
Tabela 4.5 – Ativos adicionados ao sistema para realização do estudo.

Equipamentos Adicionados	Identificação	Nº da Barra / Circuito
Geração	-	7984
Barra	SLUZI2-UFV000	7984
Barra	SLUZI2 – PB034	7985
Linha de Transmissão	SLUZI2-UFV000 7984 / SLUZI2 – PB034	1
Transformador	SLUZI2 – PB034 / SLUZI2-PB138	1

Fonte: Autoria própria.

É válido destacar que, tanto os nomes quanto a numeração destes barramentos foram escolhidos de forma arbitrária, levando em conta apenas a utilização de uma nomenclatura de fácil identificação das barras e numeração não coincidente com a de outras barras já cadastradas no arquivo utilizado. Já para obtenção dos parâmetros da linha de transmissão utilizada, tomou-se como inspiração a linha de 34,5kV da conexão CHFNB-EOL023 para CHANA--PB034, de forma que fosse possível representar uma linha curta de aproximadamente 1 km. Para o transformador, foram levados em consideração os valores de potência e reatância especificados na tabela de dados de equipamentos da subestação coletora, aqui nomeada como SLUZI2 – PB034, que pode ser visualizada mediante seleção no SINMAPS. A inserção desses ativos ao sistema pode ser observada na Figura 4.6.

Figura 4.6 - Ativos adicionados ao sistema para realização do estudo.



Fonte: ANAREDE.

Após realizar as alterações necessárias, optou-se pela adição do SAE à barra de SLUZI2-PB034, uma vez que, ao conectar o sistema de armazenamento a uma subestação já existente, seria possível reduzir custos. Neste caso, em um primeiro momento, não haveria necessidade de ser adicionado um novo transformador a esta subestação, já que, como a geração verificada encontra-se abaixo da geração máxima especificada para este empreendimento, o transformador existente nesta subestação seria capaz de atender à demanda de carga e descarga do SAE.

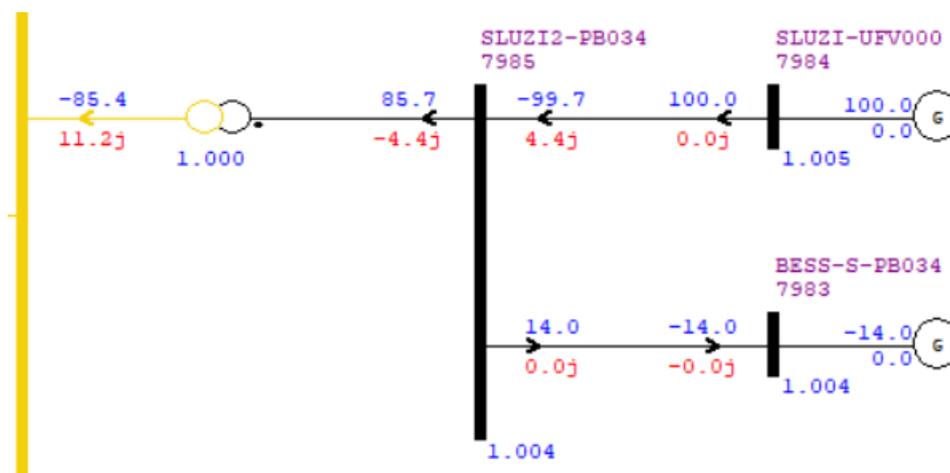
Em acréscimo a isso, os cenários de carregamento do banco ocorrem nos patamares de carga leve e média do sistema, pois o período de carga engloba o intervalo entre às 06h e às 12h, totalizando uma potência de carga de 23 MW e uma energia total armazenada de 137 MWh. Desta forma, a descarga da energia armazenada neste banco será injetada durante o patamar de carga pesada do sistema, especificamente no intervalo entre às 19h e às 22h.

4.4.1. Armazenamento em Carga Leve

A potência passível de armazenamento no patamar de carga leve, para este caso, considera o intervalo entre 06h e 08h da manhã, período em que a demanda do sistema apresenta valores inferiores e a geração solar encontra-se em ascensão. Essa conjuntura favorece maior rapidez no processo de armazenamento de energia. Assim, definiu-se que, nesse patamar, a parcela de armazenamento corresponderia a 60% da capacidade total do banco, o que equivale a uma potência de carga de 14 MW e a uma capacidade de armazenamento energético em torno de 82 MWh.

Desse modo, a representação do carregamento no cenário avaliado pode ser compreendida de tal modo como apresentada na Figura 4.7.

Figura 4.7 – Conexão do SAE para armazenamento da energia solar (carga leve).

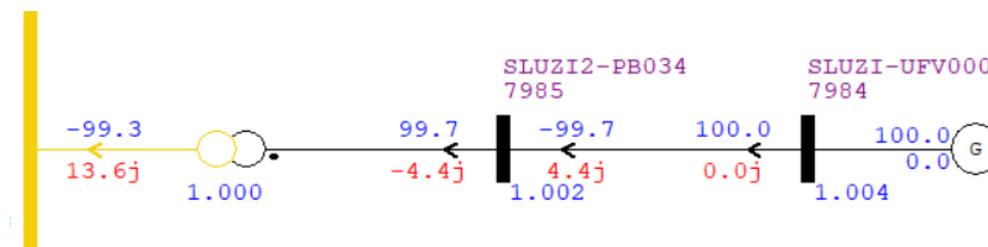


Fonte: ANAREDE.

As simulações de fluxo de potência evidenciaram que a inserção da carga correspondente ao processo de carregamento do SAE não promoveu variações significativas nos módulos de tensão das barras, mantendo-se inalterado o perfil de tensões do sistema. Do mesmo modo, os fluxos de potência ativa e reativa nas linhas de transmissão permaneceram praticamente constantes ao longo do carregamento. Tal comportamento decorre da baixa magnitude da demanda associada ao SAE, a qual pôde ser integralmente suprida pelas unidades geradoras alocadas na região de estudo. Em consequência, não se verificou redistribuição substancial de potência entre as interligações do sistema, assegurando a preservação das condições operativas e a estabilidade do perfil de fluxo na rede elétrica analisada.

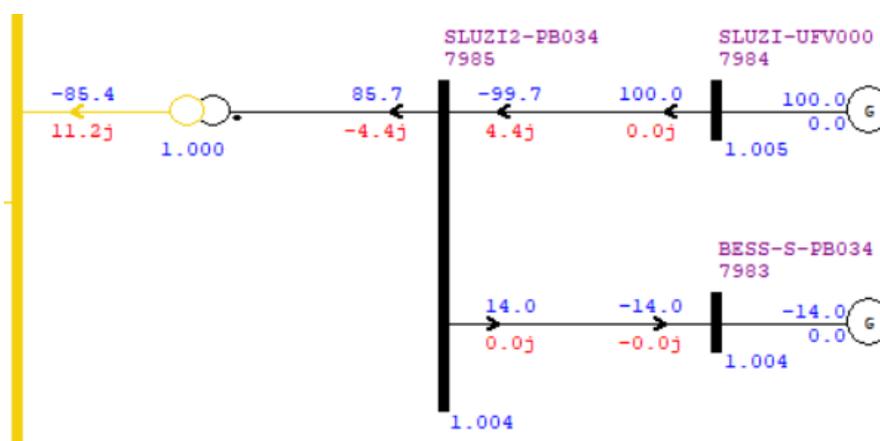
De modo semelhante, não foram identificadas variações significativas na capacidade de utilização da maioria dos transformadores do sistema, com exceção do transformador localizado na subestação SLUZI2-PB034, o qual apresentou redução de aproximadamente 14% em sua capacidade utilizada. Tal característica é evidenciada nas Figuras 4.8 e 4.9, que comparam os perfis operativos nos cenários com e sem a inserção do sistema de armazenamento.

Figura 4.8 - Condição de operação do transformador SLUZI2-PB034 / SLUZI2 -PB138 em carga leve (sem a inclusão do SAE – G. Solar).



Fonte: ANAREDE.

Figura 4.9 - Condição de operação do transformador SLUZI2-PB034 / SLUZI2 -PB138 em carga leve (após inclusão do SAE – G. Solar).



Fonte: ANAREDE.

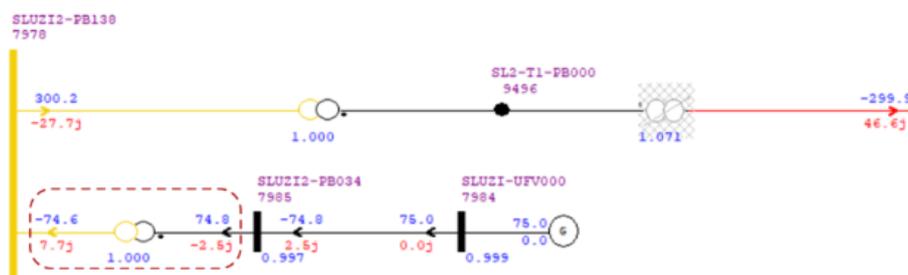
4.4.2. Armazenamento em Carga Média

Com base no período de carregamento do SAE, a partir da geração fotovoltaica, evidencia-se a necessidade de alocar o processo de carga em dois patamares distintos de demanda. Especificamente, aproximadamente 60% do carregamento ocorre durante o período de carga leve, enquanto os 40% restantes são realizados sob condição de carga média, viabilizando, assim, o carregamento pleno do SAE. No patamar de carga média, a potência de carregamento atinge 9 MW, o que corresponde a uma energia armazenada da ordem de 55 MWh.

Para tal cenário, considerando-se a baixa magnitude da potência demandada pelo sistema de armazenamento no contexto analisado, não foram identificadas variações significativas nos módulos de tensão das barras. De igual modo, com exceção da LT SLUZI2-PB500 / CGT----PB500, cujo carregamento reduziu em 4%, as demais também não apresentaram variações significativas.

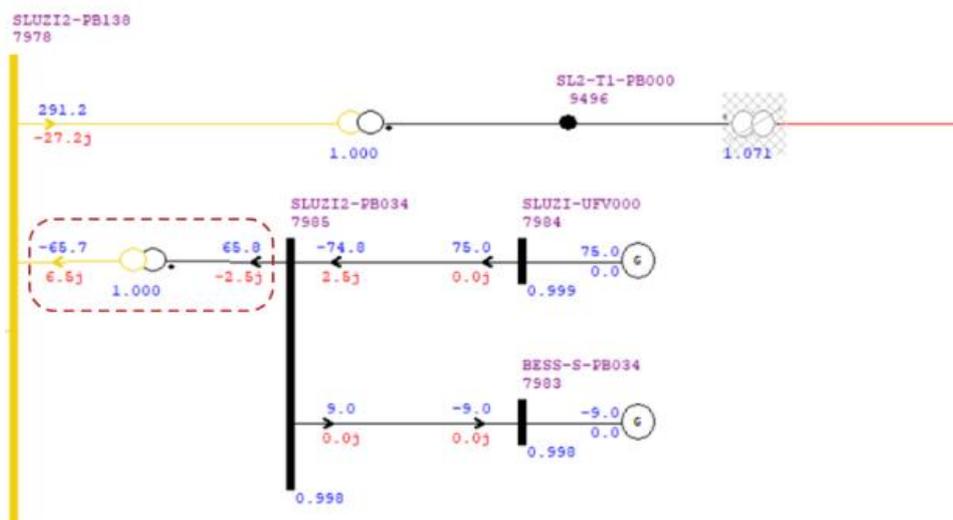
No que se refere à capacidade operativa dos transformadores, observa-se que, de forma semelhante ao cenário correspondente ao carregamento do sistema de armazenamento em condição de carga leve, também foi verificada uma redução na taxa de utilização do transformador da Subestação SLUZI2-PB034 durante o carregamento em carga média. Tal comportamento encontra-se evidenciado nas Figuras 4.10 e 4.11.

Figura 4.10 - Condição de operação do transformador SLUZI2-PB034 / SLUZI2 -PB138 em carga média (sem a inclusão do SAE – G. Solar).



Fonte: ANAREDE.

Figura 4.11 - Condição de operação do transformador SLUZI2-PB034 / SLUZI2 -PB138 em carga média (após inclusão do SAE – G. Solar).



Fonte: ANAREDE.

É notório que, para este caso, houve uma redução de aproximadamente 12% na taxa de carregamento do transformador da Subestação SLUZI2-PB034, bem como uma diminuição em torno de 3% na carga do transformador responsável pela interligação SLUZI2-PB138 / SL2-T1-PB-000. A redução na capacidade utilizada de

ambos os equipamentos está associada ao regime de carregamento do banco de baterias, momento em que parte da energia gerada pela usina fotovoltaica é desviada para o sistema de armazenamento, deixando de ser injetada diretamente no sistema elétrico. Essa dinâmica resulta em menor fluxo de potência ativa através dos transformadores, promovendo alívio operacional pontual nos equipamentos mencionados.

4.4.3. Injeção em Carga Pesada

Conforme apresentado nas subseções anteriores, considerando que o carregamento do SAE associado à geração solar ocorre nos patamares de carga leve e média, a injeção de potência por esse sistema ocorre durante o patamar de carga pesada, visando contribuir com o atendimento da demanda no horário de pico.

Adotando-se uma profundidade de descarga limitada a 80% da capacidade total do banco de baterias, estima-se que a potência a ser entregue a rede será da ordem de 18 MW, resultando em uma energia disponível para consumo de aproximadamente 109 MWh no referido período. Neste viés, os estudos de fluxo de potência realizados indicam que não há ultrapassagem dos limites de tensão nas barras nem excedência da capacidade operativa dos transformadores e das linhas de transmissão no momento de injeção da energia armazenada no SAE. No entanto, observa-se um aumento de aproximadamente 4% no fluxo de potência nas interligações MLG2—CE500 / SLUZI2-PB500 e SLUZI2-PB500 / CGT—PB500, quando comparado ao cenário de carga pesada sem a atuação do SAE.

Nesse contexto, é válido destacar que, no período noturno, não há injeção de potência proveniente do Complexo Fotovoltaico Luzia, e que a potência injetada pelo SAE é relativamente pequena em relação à capacidade instalada do sistema interligado. Dessa forma, todos os ativos permanecem operando dentro de suas respectivas faixas de segurança operativa, sem indícios de sobrecarga, evidenciando assim a viabilidade técnica desse despacho adicional durante o horário de ponta.

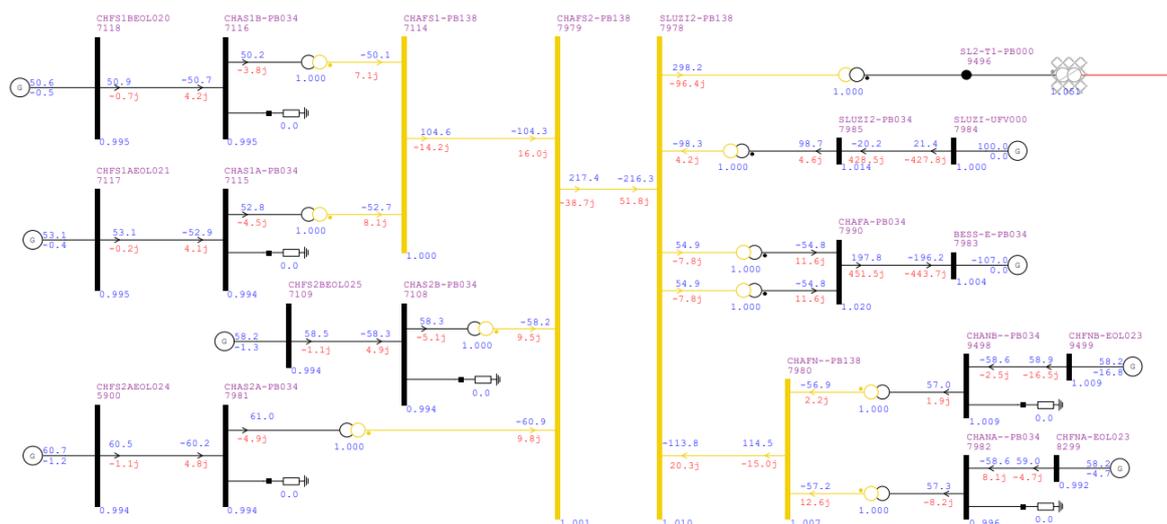
4.5. Sistema de Armazenamento Aplicado à Geração Eólica

Após verificada a conformidade do sistema, a partir das simulações de fluxo de potência realizadas nos casos bases, correspondendo aos patamares de carga leve,

média e pesada, deu-se seguimento a aplicação do SAE para armazenamento da energia gerada a partir da fonte eólica, advinda dos Complexos Eólicos Chafariz Norte e Sul 1 e 2.

A Figura 4.12 apresenta o trecho do sistema que engloba as conexões das gerações eólicas e do SAE ao barramento de 138kV da subestação Santa Luzia II.

Figura 4.12 – Conexões das gerações eólicas e do SAE.



Fonte: ANAREDE.

Para este caso, foram avaliados os patamares de carga leve e pesada, nos quais foi considerado o carregamento e descarregamento do SAE, respectivamente.

4.5.1. Armazenamento em Carga Leve

Para o cenário em que se avalia a aplicação do SAE para armazenamento de energia a partir da fonte de geração eólica, optou-se por realizar o carregamento do banco de baterias durante o patamar de carga leve, qual contempla o intervalo de horas das 0h às 06h da manhã. Neste cenário, levando em conta a carga completa do banco, a potência passível de armazenamento é de 107 MW, correspondendo a uma energia armazenada da ordem de 643 MWh. Partindo deste ponto, foram realizadas as análises dos níveis de tensões nas barras, fluxo de potência das linhas e carregamento dos transformadores representados no trecho da rede sob estudo.

Disto, foi verificado que, as variações do módulo das tensões em relação ao caso base em carga leve, sem a inclusão do SAE, foram da ordem de 0,09%, as quais

apresentaram-se como variações pouco significativas após a inclusão deste novo ativo ao sistema.

No que tange a análise de fluxo nas linhas, observou-se que, no momento de carregamento do sistema de armazenamento, houve redução da potência transmitida por algumas linhas de transmissão, sendo as principais delas linhas de 500kV que fazem a interligação entre os estados da Paraíba, Piauí e Ceará, além do trecho em 230kV que faz a conexão entre CGT---PB230 e CGDBPD-PB230, no estado da Paraíba, conforme apresenta a Tabela 4.6.

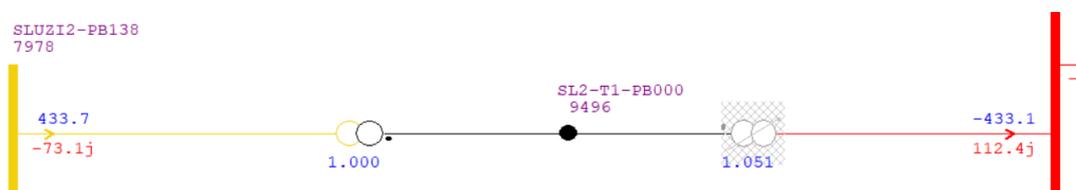
Tabela 4.6 – Carregamento nas LT's em carga leve (G. Eólica).

LT	Circuito	Fluxo Caso Base (MVA)	Fluxo Com SAE (MVA)	VARIAÇÃO (%)
MLG2---CE500 /CURRAL-PI500	4	187	180,1	-4
MLG2---CE500 /QUEIMA-PI500	3	215,5	196,9	-9
MLG2---CE500 /SLUZI2-PB500	5	311,4	265,8	-15
SLUZI2-PB500 / CGT----PB500	6	172	146,4	-15
CGT----PB230 / CGDBPD-PB230	5	116,3	105	-10

Fonte: Autoria própria: resultado das simulações.

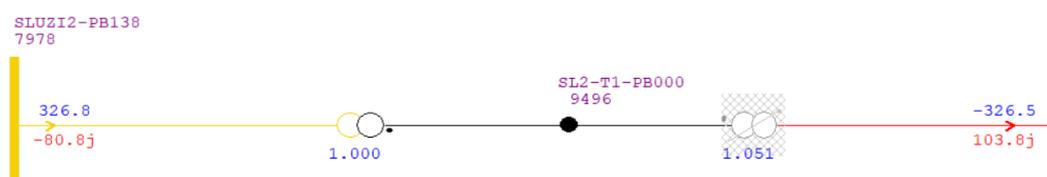
Quanto à capacidade dos transformadores, foi verificado que a principal variação ocorre nos equipamentos conectados entre os barramentos de 138kV e 500kV de Santa Luzia II, o que se justifica pelo fato destas subestações serem pontos focais no que diz respeito a conexão das gerações renováveis e do SAE, além de servirem como ponte para que seja possível escoar a potência gerada na região para as demais interligações do SIN (Figuras 4.13 e 4.14).

Figura 4.13 – Fluxo de potência no transformador SLUZI2-PB138 / SL2-T1-PB000 em carga leve (sem a inclusão do SAE - Eólica).



Fonte: ANAREDE.

Figura 4.14 - Fluxo de potência no transformador SLUZI2-PB138 / SL2-T1-PB000 em carga leve (após inclusão do SAE - Eólica).



Fonte: ANAREDE.

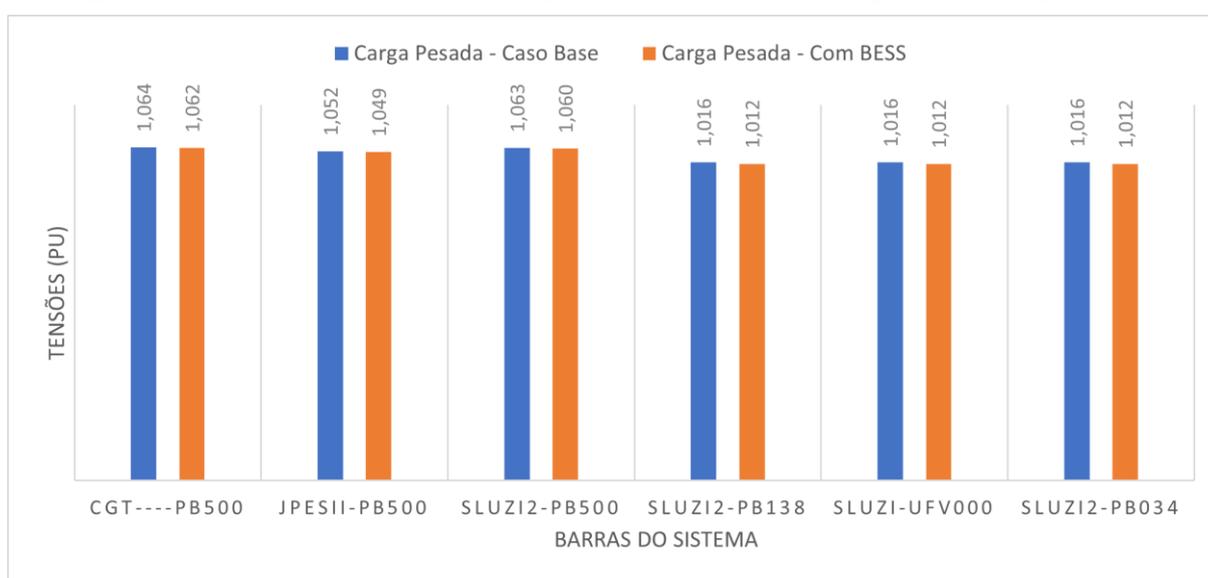
Como verificado nas Figuras 4.13 e 4.14, o carregamento deste equipamento foi reduzido em aproximadamente 25% no intervalo de carga do SAE.

4.5.2. Injeção em Carga Pesada

Com base na simulação de fluxo de potência realizada para o cenário em questão, verificou-se uma variação nos módulos das tensões nas barras do sistema, conforme ilustrado na Figura 4.15. Essa redução pode ser explicada pelo aumento das correntes elétricas que circulam nas linhas de transmissão em condição de carga pesada, o que intensifica as quedas de tensão ao longo das impedâncias das linhas.

Adicionalmente, observa-se que a injeção de potência ativa proveniente do SAE não promoveu a sustentação das tensões nas barras analisadas. Tal comportamento decorre da ausência ou limitação na capacidade de fornecimento de potência reativa por parte desse Sistema de Armazenamento, o que compromete sua atuação no controle de tensão. Em situações onde não há suporte reativo adequado, a injeção de potência ativa isoladamente pode acentuar a queda de tensão, resultando em valores inferiores aos observados no cenário base, sem a participação do SAE.

Figura 4.15 - Barramentos com maior variação de tensão durante descarga do SAE (carga pesada).



Fonte: Autoria própria.

Nas análises de carregamento das linhas de transmissão, observou-se que os circuitos que apresentaram os maiores níveis de carregamento durante a injeção de potência pelo SAE foram os trechos MLG2—CE500 / SLUZI2—PB500 e SLUZI2—PB500 / CGT—PB500. Esses circuitos, ambos em 500kV, estabelecem a interligação

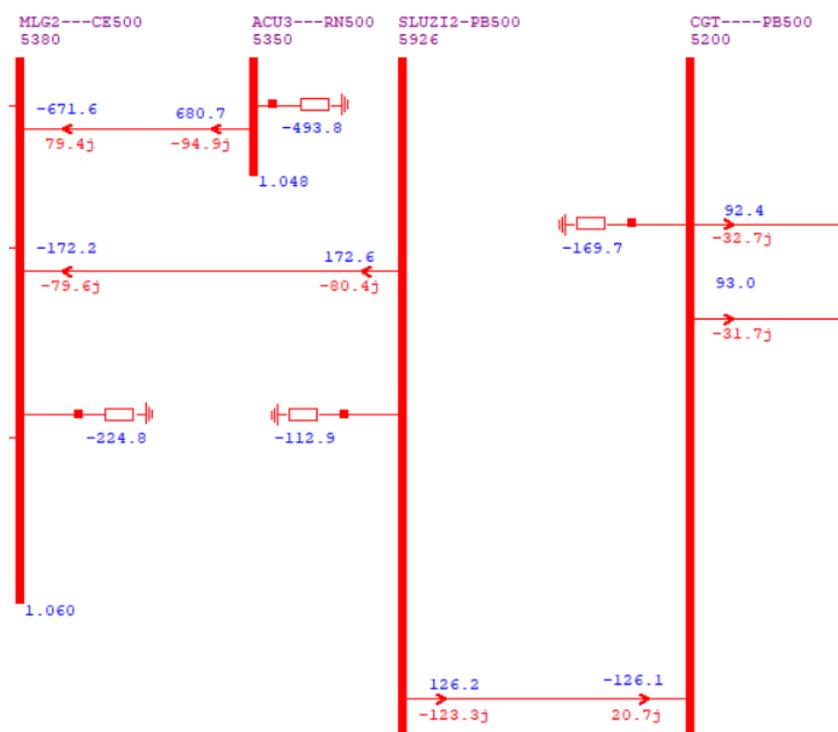
entre a subestação de Santa Luzia II na Paraíba com os estados do Ceará e Pernambuco, configurando-se como corredores estratégicos para o intercâmbio de potência entre essas regiões.

O aumento do carregamento nesses segmentos está associado ao escoamento adicional de potência viabilizado pelo SAE, especialmente durante o atendimento às cargas em períodos de pico de demanda.

Apesar de, nesses trechos do sistema, o fluxo de potência transmitido aumentar em aproximadamente 25% e 35%, nenhum dos limites operacionais dos equipamentos do sistema foi violado.

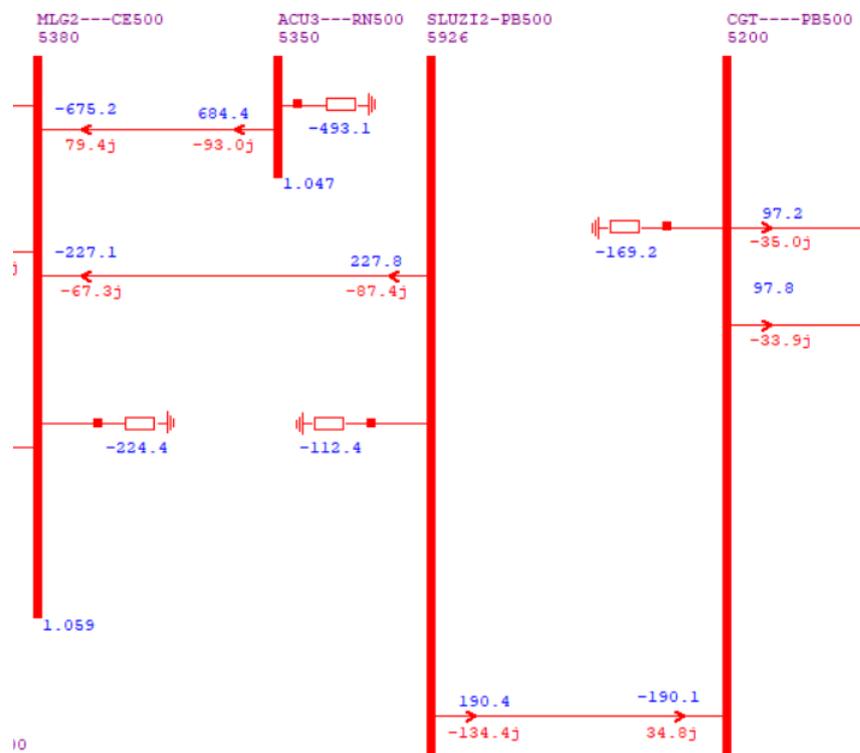
As Figuras 4.16 e 4.17 apresentam os trechos em que houve maior aumento da energia transmitida pelas linhas de transmissão.

Figura 4.16 – Fluxo de potência nas LTs MLG2—CE500/SLUZI2—PB500 e SLUZI2—PB500/CGT—PB500 sem descarga do SAE.



Fonte: ANAREDE.

Figura 4.17 - Fluxo de potência nas LTs MLG2—CE500/SLUZI2—PB500 e SLUZI2—PB500/CGT—PB500 com descarga do SAE.

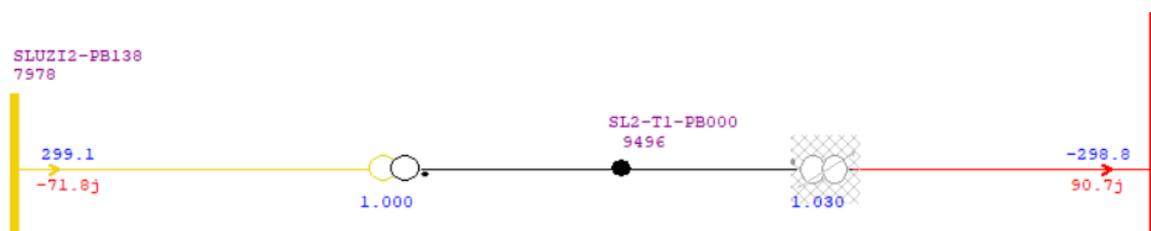


Fonte: ANAREDE.

Com relação ao carregamento dos transformadores no subsistema analisado, verificou-se que o maior fluxo de potência ocorre no circuito que conecta as subestações Santa Luzia II 138kV e Santa Luzia II 500kV. Tal comportamento é esperado, uma vez que este transformador representa o principal ponto de escoamento da potência injetada pelo SAE para o Sistema Interligado Nacional.

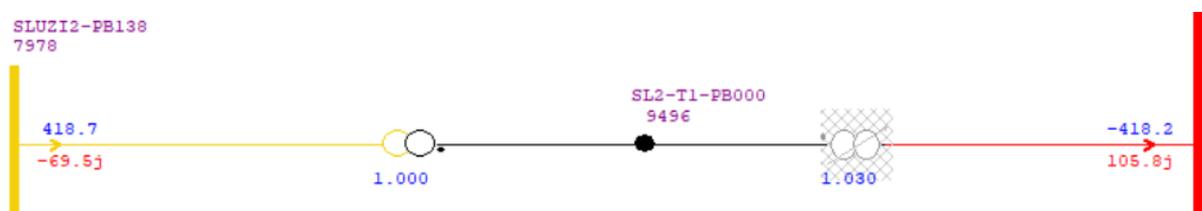
Embora tenha sido identificado um aumento de aproximadamente 40% no carregamento desse equipamento durante a operação com o SAE, os valores observados permanecem dentro dos limites operacionais e nominais do transformador (Figuras 4.18 e 4.19).

Figura 4.18 - Fluxo de potência no transformador SLUZI2-PB138 / SL2-T1-PB000 em carga pesada (sem inclusão do SAE – G. Eólica).



Fonte: ANAREDE.

Figura 4.19 - Fluxo de potência no transformador SLUZI2-PB138 / SL2-T1-PB000 em carga pesada (com inclusão do SAE – G. Eólica).



Fonte: ANAREDE.

Dessa forma, a injeção de energia pelo SAE mostra-se viável, sem comprometer a segurança operativa ou a integridade do ativo.

4.6. Sistema de Armazenamento Aplicado à Geração Híbrida

Embora os empreendimentos mencionados tenham sido, até o presente momento, analisados de forma individualizada, verifica-se a viabilidade de tratá-los como um único arranjo de geração híbrida, composto pelas fontes de geração solar e eólica. Tal abordagem é justificada pelo fato de ambas as usinas compartilharem um ponto de conexão comum, com escoamento da energia elétrica realizado por meio de uma mesma subestação.

Diante disso, neste cenário, optou-se por avaliar as implicações técnicas da alocação de um sistema de armazenamento de energia compartilhado para ambas as fontes geradoras, considerando-se, para tal, a complementariedade entre as fontes e os respectivos períodos de carga e descarga do banco de baterias. A potência e a capacidade de armazenamento foram dimensionadas de forma proporcional à potência resultante da combinação das duas fontes.

Ainda, é válido destacar que, neste contexto, os intervalos de carregamento e descarregamento do sistema de armazenamento abrangem patamares de carga distintos no sistema elétrico, o que permite uma avaliação do comportamento do sistema a partir do armazenamento gradual da energia gerada por essas fontes e sua posterior injeção em período de maior demanda.

4.6.1. Armazenamento em Carga Leve

Para as análises conduzidas no contexto da aplicação de sistemas de armazenamento de energia em empreendimentos de geração híbrida, observa-se que, por se tratar de um sistema dimensionado para armazenar uma potência superior à verificada nos demais cenários analisados, e considerando um tempo de carregamento de 10 horas — com o objetivo de realizar o armazenamento durante os períodos de maior disponibilidade da geração solar e eólica — a operação de carga do sistema deverá ocorrer em dois patamares distintos.

Nesse sentido, durante o período de carga leve, o carregamento do banco de baterias será limitado a 50% de sua capacidade nominal, correspondendo a uma potência de 71 MW, permitindo o armazenamento de uma energia de aproximadamente 713 MWh.

Para este cenário, os estudos de fluxo de potência indicam que não há variações significativas nos módulos das tensões nas barras pertencentes ao subsistema analisado. No entanto, em relação ao fluxo de potência nas linhas de transmissão, verifica-se a ocorrência de redução no carregamento de determinadas linhas, conforme apresentado na Tabela 4.7.

Tabela 4.7 – Carregamento das LT's em carga leve (G. Híbrida).

LT	Circuito	Fluxo Caso Base (MVA)	Fluxo Com SAE (MVA)	Variação (%)
MLG2---CE500 /QUEIMA-PI500	3	215,6	203,2	-6
MLG2---CE500 /SLUZI2-PB500	5	311,7	281,3	-10
SLUZI2-PB500 / CGT----PB500	6	416,8	351,5	-16
CGT----PB500 / CGDBPD-PB	5	116,5	102,2	-12

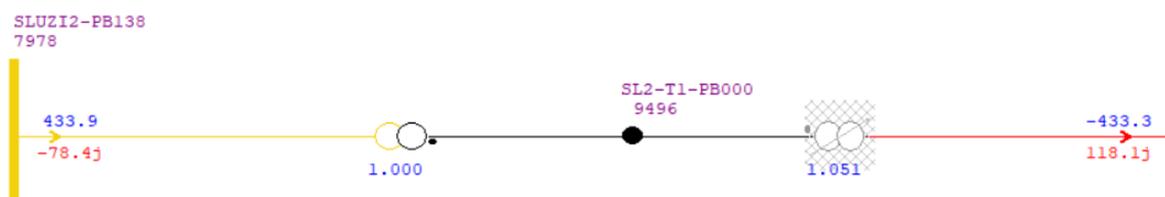
Fonte: Autoria própria.

É possível observar que, durante o processo de carregamento do sistema de armazenamento, ocorre uma redução na potência injetada na rede elétrica, em função do redirecionamento do fluxo de potência ativa. Isto se deve ao fato de que a parcela da geração anteriormente destinada ao sistema elétrico passa a ser utilizada para a carga do banco de baterias.

No que se refere à capacidade de transferência de potência, constatou-se uma atenuação de aproximadamente 16,5% no fluxo de potência do transformador conectado na interligação SLUZI2-PB138 / SL2-T1-PB000. Tal redução representa

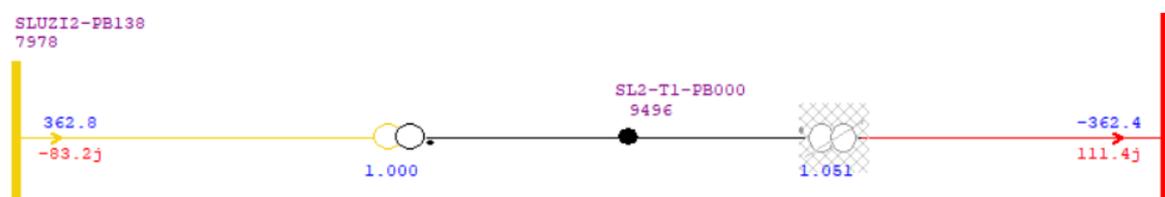
um alívio operacional para este equipamento, contribuindo para uma maior margem de segurança e confiabilidade operativa, conforme ilustrado nas Figura 4.20 e 4.21.

Figura 4.20 - Fluxo de potência no transformador SLUZI2-PB138 / SL2-T1-PB000 em carga leve (sem inclusão do SAE – G. Híbrida).



Fonte: ANAREDE.

Figura 4.21 - Fluxo de potência no transformador SLUZI2-PB138 / SL2-T1-PB000 em carga leve (durante carregamento do SAE – G. Híbrida).



Fonte: ANAREDE.

Assim como verificado nas linhas de transmissão, nas quais foi observada a redução dos fluxos de potência, estende-se a análise para o carregamento dos transformadores, uma vez que, considerando a diminuição da potência transmitida ao sistema, ambos os equipamentos passam a operar com menor solicitação, resultando em alívio de suas respectivas capacidades operativas.

4.6.2. Armazenamento em Carga Média

O carregamento do SAE no patamar de carga média representa a utilização dos 50% remanescentes da capacidade do banco, totalizando assim 100% de sua capacidade nominal.

Considerando que o intervalo destinado ao carregamento foi definido com base na janela de maior disponibilidade de geração dos parques solar e eólico, optou-se por dividir a estratégia de carga de forma que 50% da energia gerada fosse armazenada durante o patamar de carga leve e os 50% restantes durante o patamar de carga média. Dessa forma, assegura-se o pleno aproveitamento da geração e o alcance da capacidade total de armazenamento do banco.

No que concerne aos estudos de fluxo de potência, constatou-se que, embora não tenham sido observadas variações expressivas nos módulos das tensões das barras, todas as alterações registradas corresponderam a elevações nos respectivos níveis de tensão.

Quanto ao carregamento das linhas de transmissão, observaram-se reduções nos fluxos de potência ativa nas interligações Ceará/Piauí, Ceará/Paraíba, bem como na linha de transmissão que conecta as subestações Santa Luzia II e Campina Grande III, ambas localizadas no estado da Paraíba. A Tabela 4.8 consolida os resultados das variações observadas.

Tabela 4.8 - Carregamento das LT's em carga média (G. Híbrida).

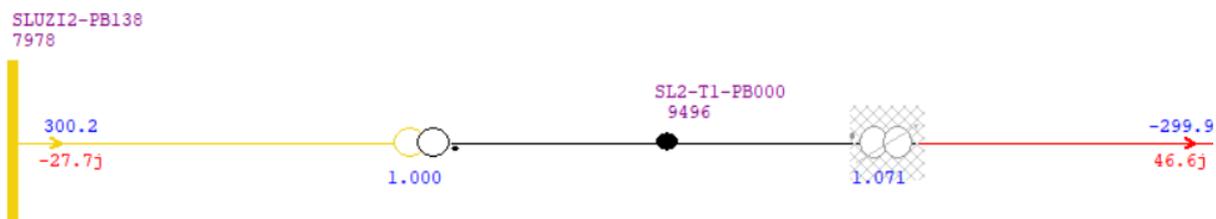
LT	Circuito	Fluxo Caso Base (MVA)	Fluxo Com SAE (MVA)	Variação (%)
MLG2---CE500 /QUEIMA-PI500	3	124,3	113,9	-8
MLG2---CE500 /SLUZI2-PB500	5	149,7	128,5	-14
SLUZI2-PB500 / CGT----PB500	6	180,3	148,9	-17

Fonte: Autoria própria: a partir dos resultados das simulações.

As variações mais significativas foram observadas nas linhas de transmissão em nível de tensão de 500kV, evidenciando maior sensibilidade a variação de fluxo com a inserção do SAE. Por outro lado, nos trechos operando em 230kV, as reduções nos fluxos de potência foram menos significativas, situando-se em torno de 1% quando comparadas ao cenário base sem a adição do SAE.

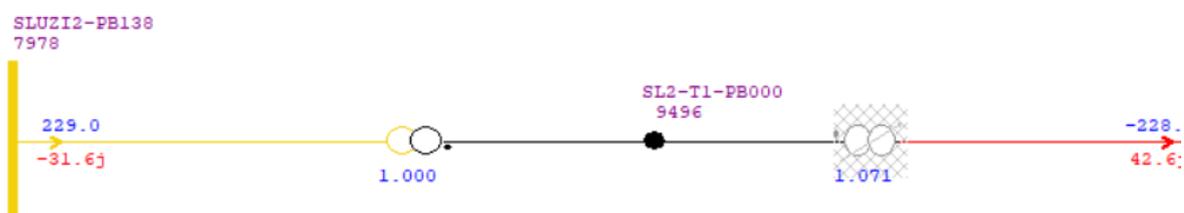
Quanto à capacidade de carregamento dos transformadores, verificou-se uma redução no carregamento dos equipamentos que compõem as interligações SLUZI2-PB138/SL2-T1-PB000 e a conexão em paralelo CGT----PB500/CGT-T1-PB000 e CGT----PB500/CGT-T2-PB001. As atenuações percebidas foram da ordem de 23% e 2%, respectivamente. As Figuras 4.22 e 4.23 apresentam o fluxo de potência na interligação SLUZI2-PB138/SL2-T1-PB000.

Figura 4.22 - Fluxo de potência no transformador SLUZI2-PB138 / SL2-T1-PB000 em carga média (sem inclusão do SAE – G. Híbrida).



Fonte: ANAREDE.

Figura 4.23 - Fluxo de potência no transformador SLUZI2-PB138 / SL2-T1-PB000 em carga média (durante carregamento do SAE – G. Híbrida).



Fonte: ANAREDE.

É perceptível que, assim como nos demais cenários analisados, a conexão entre os barramentos de 138kV e 500kV da subestação Santa Luzia II apresenta as maiores reduções no carregamento dos transformadores. Tal comportamento se deve ao fato de que parte da potência anteriormente escoada por esse trecho passa a ser redirecionada para o Sistema de Armazenamento de Energia, resultando em uma diminuição significativa na taxa de carregamento desses equipamentos.

4.6.3. Injeção em Carga Pesada

Tendo em vista que o carregamento do banco de baterias ocorre nos patamares de carga leve e média, a injeção de potência no sistema pelo SAE está programada para ocorrer durante o patamar de carga pesada, especificamente no intervalo entre 18h e 23h, totalizando uma janela contínua de 5 horas de fornecimento adicional de potência à rede elétrica.

A simulação de fluxo de potência referente ao cenário em análise evidenciou que os módulos das tensões nas barras do sistema apresentaram variações discretas, da ordem de aproximadamente 0,4%, não acarretando impactos relevantes sobre a estabilidade operativa do subsistema considerado. Ademais, a avaliação do carregamento das linhas de transmissão indicou alterações significativas na taxa de

utilização de quatro circuitos, especificamente nos trechos CURRAL-PI500 / MLG2-CE500, SLUZI2-PB500 / MLG2-CE500, SLUZI2-PB500 / CGT-PB500 e CGT-PB500 / GARANH-PE500.

A Tabela 4.9 consolida as variações de potência observadas nesses circuitos, evidenciando os impactos da operação do SAE sobre o escoamento de potência nas interligações mencionadas.

Tabela 4.9 - Carregamento das LT's em carga pesada (G. Híbrida).

LT	Circuito	Fluxo Caso Base (MVA)	Fluxo Com SAE (MVA)	Variação (%)
CURRAL-PI500 / MLG2---CE500	4	307,7	298,8	-3
SLUZI2-PB500 / MLG2---CE500	5	190,4	241,3	27
SLUZI2-PB500 / CGT----PB500	6	176,4	230,3	31
CGT----PB500 / GARANH-PE500	3	579,7	596,6	3

Fonte: Autoria própria: a partir dos resultados das simulações.

Nota-se que, durante o período de injeção da potência armazenada pelo SAE, ocorre um acréscimo no fluxo de potência transmitido por determinadas linhas do sistema, em comparação ao cenário base. Esse comportamento é justificado, principalmente, pela introdução de uma fonte adicional de potência no sistema, inexistente nas condições operativas anteriormente analisadas.

Apesar do aumento observado nos fluxos de potência ao longo desses circuitos, verificou-se que nenhuma das linhas avaliadas ultrapassou sua capacidade nominal de transmissão. Tal resultado configura-se como um aspecto positivo da utilização de sistemas de armazenamento, sobretudo por possibilitarem o despacho adicional de potência em períodos de maior demanda do sistema elétrico, sem comprometer a segurança operativa das interligações envolvidas.

No que tange a análise do carregamento dos transformadores do sistema, foi possível observar que o aumento da transferência de potência ocorre especialmente nos trechos de conexão entre as subestações SLUZI2-PB138 / SL2-T1-PB000, CGT---PB500 / CGT-T1-PB000 e CGT----PB500 / CGT-T2-PB001, conforme Tabela 4.10.

Tabela 4.10 – Carregamento dos transformadores em carga pesada (G. Híbrida).

Transformador	Fluxo Caso Base (MVA)	Fluxo Com SAE (MVA)	Variação (%)
SLUZI2-PB138 / SL2-T1-PB000	307,6	419,3	36
CGT----PB500 / CGT-T1-PB000	98,0	103,1	5
CGT----PB500 / CGT-T2-PB001	98,3	103,3	5

Fonte: Autoria própria.

O aumento do fluxo de potência transferido ao longo da conexão SLUZ12–PB138 / SL2–T1–PB000 já era previsto, considerando que esse é o principal ponto de escoamento da energia proveniente do SAE. No entanto, observou-se também um acréscimo no carregamento dos transformadores da subestação Campina Grande III, o que indica uma maior transferência de potência nesse trecho, contribuindo para o atendimento das cargas locais do sistema.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os resultados indicaram que a aplicação do SAE em configuração híbrida, associada simultaneamente à geração solar e eólica, apresentou desempenho superior em termos de redistribuição dos fluxos de potência e alívio de carregamento em ativos estratégicos da rede. A complementaridade entre as duas fontes permitiu o carregamento do SAE por um intervalo de tempo mais extenso e distribuído ao longo do dia, possibilitando a injeção de potência na rede em uma janela temporal mais ampla, especialmente durante os períodos de maior demanda. Como consequência, observou-se uma redução nos carregamentos dos transformadores nos patamares de carga leve e média — momentos de menor estresse para o sistema — além da manutenção dos fluxos dentro dos limites operacionais recomendados para uma operação segura.

No cenário em que o SAE foi associado exclusivamente à geração solar, os resultados demonstraram limitações relacionadas à quantidade de energia disponível para armazenamento e posterior injeção na rede. Isso se deve, principalmente, à menor capacidade instalada do empreendimento solar em relação aos demais casos analisados, o que implicou impactos menos expressivos sobre o desempenho da rede elétrica. Embora o carregamento do SAE ocorra em uma janela temporal mais restrita, concentrada em aproximadamente seis horas diurnas, essa característica possibilita o aproveitamento do excedente de geração solar durante o período de maior oferta. Contudo, a ausência de geração noturna compromete a atuação do SAE nos períodos críticos de carregamento do sistema, reduzindo a eficácia da estratégia no atendimento às cargas em horário de pico.

Por sua vez, a configuração vinculada unicamente à geração eólica apresentou um comportamento intermediário. Apesar desta fonte permitir geração em horários distintos da solar, sua variabilidade e menor previsibilidade impactaram a regularidade do carregamento do SAE, fator que não pôde ser percebido nas simulações realizadas, por se tratarem de simulações em regime permanente. Em determinados cenários, a atuação do SAE contribuiu positivamente para a mitigação de sobrecargas em ativos específicos da rede. Entretanto, em outras situações, observou-se um aumento nos carregamentos, uma vez que o sistema de armazenamento, ao ampliar a oferta de energia à rede, pode provocar acréscimos localizados nos fluxos de

potência. A oferta de potência adicional tende a suprir a necessidade de atendimento às sub-regiões do sistema em horário de maior demanda.

Um aspecto relevante a ser considerado na aplicação dos SAEs refere-se à sua capacidade de influenciar os níveis de tensão nos barramentos do sistema elétrico. Essa influência dependerá diretamente da estratégia de controle adotada para a injeção ou absorção de potência reativa, seja por meio do próprio SAE, caso este possua tal funcionalidade, ou por meio de outros equipamentos de controle de tensão presentes na rede. A ausência de suporte reativo adequado pode limitar a eficácia do SAE no controle da tensão, podendo inclusive contribuir para a sua redução em determinadas condições operativas.

Quanto aos barramentos para conexão deste ativo ao sistema, observou-se que os circuitos em 500kV, principalmente os que fazem conexão direta com a Subestação de Santa Luzia II, Milagres II e Campina Grande III são os mais afetados em relação à variação de fluxo de potência, bem como o transformador que está localizado entre as Subestações Santa Luzia II 138kV e Santa Luzia II 500kV. Frente a isso, foi possível perceber como a aplicação deste dispositivo impacta diferentes trechos do SIN.

Dessa forma, diante dos resultados obtidos, conclui-se que a aplicação dos Sistemas de Armazenamento de Energia em sistemas híbridos constitui a alternativa mais tecnicamente viável no contexto avaliado, promovendo uma operação mais eficiente da rede elétrica por meio da suavização dos fluxos de potência, melhor aproveitamento dos recursos energéticos disponíveis e uso otimizado da infraestrutura existente. A sinergia entre as curvas de geração solar e eólica, quando combinadas com a atuação estratégica do SAE, permite maximizar a utilização da capacidade instalada e mitigar, de forma mais eficaz, os efeitos operacionais adversos decorrentes da intermitência das fontes renováveis.

Como sugestão de trabalhos futuros, propõe-se a realização de estudos voltados à alocação ótima de Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs) na rede elétrica, visando identificar os pontos mais estratégicos para maximizar os benefícios técnicos e operacionais. Ainda, o estudo de estabilidade estática de tensão em subsistemas com a inserção de SAEs, análise de viabilidade financeira considerando a operação dos SAEs com múltiplas funcionalidades — como suporte à regulação de tensão e serviços ancilares — a fim de verificar a atratividade econômica e operacional

dessas soluções em um contexto de transição energética e modernização do setor elétrico.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, ANEEL. **Agência avança nas fiscalizações decorrentes de ocorrência no Sistema Interligado Nacional.** 2024a. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/agencia-avanca-nas-fiscalizacoes-decorrentes-de-ocorrencia-no-sistema-interligado-nacional>. Acesso em: 10 jun. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, ANEEL. **Agência abre nova fase de debates sobre regulação para o armazenamento de energia.** 2024b. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/agencia-abre-nova-fase-de-debates-sobre-regulacao-para-o-armazenamento-de-energia>. Acesso em: 18 jul. 2025.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Portaria GM/MME nº 812, de 26 de setembro de 2024.** Dispõe sobre diretrizes para o planejamento do setor elétrico. *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, 27 set. 2024. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-gm/mme-n-812-de-26-de-setembro-de-2024-586969487>. Acesso em: 12 jul. 2025.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia; Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Nacional de Energia 2050.** Brasília: MME/EPE, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia---PNE-2050>. Acesso em: 06 jun. 2025.

CAMPOS, Felipe Melo et al. Tecnologias e aplicações de sistemas de armazenamento. *In*: PROCEL. **Estudos e diagnósticos para eficiência energética no Brasil: volume I.** Rio de Janeiro: Eletrobras/PROCEL, 2022. cap. 3, p. 73–115.

CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. **ANAREDE: Programa para análise de redes elétricas em regime permanente.** Rio de Janeiro: CEPEL, 2024. Disponível em: https://www.cepel.br/pt_BR/software/anarede. Acesso em: 22 jul. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Capítulo 2: Panorama Nacional.** *Anuário Estatístico de Energia Elétrica.* Disponível em: https://dashboard.epe.gov.br/apps/anuario-livro/#Cap%C3%ADtulo_2:_Panorama_Nacional. Acesso em: 15 jul. 2025.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Nota Técnica:** estudo de caso sobre o uso de sistemas de armazenamento de energia elétrica no Brasil – versão amostra. Rio de Janeiro: EPE, 2025.

GLOVER, J. D.; OVERBYE, Thomas J.; SARMA, M. S. **Power System Analysis & Design.** 6. ed. Boston: Cengage Learning, 2017.

GREENER. **Mercado de Armazenamento:** aplicações, tecnologias e análises financeiras. São Paulo: Greener, 2021. 94 slides, color.

GREENER. **Armazenamento de Energia**. 2025. Informações obtidas mediante arquivo de demonstração do estudo. Disponível em: https://estudo-armazenamento.greener.com.br/?utm_campaign=armazenamento_lancamento_do_estudo&utm_medium=email&utm_source=RD+Station. Acesso em: 26 fev. 2025.

IBERDROLA. **Complexo Eólico Chafariz**. 2025. Disponível em: <https://www.iberdrola.com/quem-somos/nossa-atividade/energia-eolica-onshore/complexo-eolico-terrestre-chafariz>. Acesso em: 08 abr. 2025.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Technology Roadmap: Hydrogen and Fuel Cells**. Paris: IEA, 2015. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-hydrogen-and-fuel-cells>. Acesso em: 10 jun. 2025.

KAGAN, Nelson; OLIVEIRA, Carlos César Barioni de; ROBBA, Ernesto João. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. São Paulo: Editora Blucher, 2010.

KUNDUR, Prabha. **Power system stability and control**. New York: McGraw-Hill, 1994. 1176 p.

MACÊDO, Ana Vitória de Almeida. **Análise do impacto da geração distribuída na qualidade da energia elétrica: um estudo de caso no município de Parintins–AM**. 2009. 77 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Amazonas, Manaus, 2009.

MARTINS, Marcos Aurélio Izumida. **Sistemas de Armazenamento de Energia**. 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/mec/pt-br/assuntos/ept/profissionais-futuro/Armazenamento.pdf>. Acesso em: 28 jan. 2025.

NOBLAT, W. V. J. B. et al. **Aplicação de sistemas de armazenamento em usinas fotovoltaicas híbridas conectadas ao Sistema Interligado Nacional para mitigar restrições de transmissão**. In: Encontro Regional Ibero-Americano do Cigré – Eriac, 19., 2023, Foz do Iguaçu. Foz do Iguaçu: CIGRÉ-Brasil, 2023. ISBN 978-65-00-63038-1.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Plano da Operação Energética 2024**. 2024. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Relato%CC%81rio%20PEN%202024%20VF.pdf>. Acesso em: 21 fev. 2025.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Relatório de análise de perdas**. Rio de Janeiro: ONS, 2023. 154 p. Versão final.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Sobre o SIN: o sistema em números**. O Sistema em Números. 2025a. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 20 mar. 2025.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **O que é o SIN: Sistema Interligado Nacional.** 2025b. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em: 25 jul. 2025.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Sobre o ONS: Procedimentos de Rede.** 2025c. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>. Acesso em: 02 mar. 2025.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Resultados da Operação: Histórico da Geração Eólica e Fotovoltaica.** 2025d. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados-de-gera%C3%A7%C3%A3o-e-%C3%B3lica-e-solar>. Acesso em: 23 jun. 2025.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **SIN MAPS.** 2025e. Disponível em: <https://sig.ons.org.br/app/sinmaps/>. Acesso em: 15 abr. 2025.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Qualidade do Suprimento: Resultados da Operação.** Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/qualidade-do-suprimento>. Acesso em: 19 jun. 2025.

ROHENKOHL, Gustavo Monteiro. **Incorporação do novo modelo de individualização de geradores nas ferramentas baseadas na solução do Fluxo de Potência do programa ANAREDE.** 2024. Projeto de Graduação (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2024.

SILVA, Eduardo Antônio de; COSTA, Fábio de Oliveira. **Fluxo de potência.** *In:* SILVA, Eduardo Antônio de. *Sistemas elétricos de potência.* 2. ed. Florianópolis: UFSC, 2017. cap. 4, p. 77–123.

SOCIEDADE BRASILEIRA DE AUTOMAÇÃO, SBA. **Desempenho do SIN: análise do comportamento das frequências e identificação de ilhas elétricas.** *Revista SBA: Controle e Automação*, v. 6, n. 1, p. 41–58, 1995. Disponível em: <https://www.sba.org.br/revista/volumes/v6n1/v6n1a03.pdf>. Acesso em: 14 jul. 2025.

SOLAR, Canal. **Aneel aplica multa de R\$ 132,5 milhões ao ONS e 23 empresas por apagão.** 2024. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/aneel-aplica-multa-de-r-1325-mi-ao-ons-e-23-empresas-por-apagao/>. Acesso em: 26 jan. 2025.

VAN CUTSEM, Thierry; VOURNAS, Costas. **Voltage stability of electric power systems.** Boston: Springer, 1998. 396 p.