



Universidade Federal de Campina Grande - UFCG
Centro de Engenharia Elétrica e Informática
Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica



Bruno Araújo Marques de Almeida

**AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO
DE ENERGIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM ALTA PENETRAÇÃO
DE FONTES RENOVÁVEIS**

Campina Grande – PB

Novembro de 2024

Bruno Araújo Marques de Almeida

**AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO
DE ENERGIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM ALTA PENETRAÇÃO
DE FONTES RENOVÁVEIS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
à Coordenação do Curso de Graduação em
Engenharia Elétrica da Universidade Federal
de Campina Grande como parte dos requisi-
tos necessários para a obtenção do grau de
Bacharel em Engenharia Elétrica.

Prof. Damásio Fernandes Júnior, D.Sc

Orientador

Área de Concentração

Eletrotécnica

Campina Grande – PB

Novembro de 2024

Bruno Araújo Marques de Almeida

**AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE SISTEMAS DE
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM REDES DE
DISTRIBUIÇÃO COM ALTA PENETRAÇÃO DE FONTES
RENOVÁVEIS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Coordenação do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovado em ____ / ____ / ____

Prof. Damásio Fernandes Júnior, D.Sc
Orientador

Prof. Huilman Sanca Sanca, D.Sc
Examinador

Campina Grande – PB
Novembro de 2024

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus, pela força e sabedoria que me guiou durante toda esta jornada acadêmica, permitindo que eu superasse os desafios e alcançasse meus objetivos.

Aos meus pais, Reinaldo Amorim Marques de Almeida e Emanuella Patrícia Araújo de Farias, por todo amor, dedicação e apoio incondicional ao longo da minha vida. Vocês sempre acreditaram em mim e me incentivaram a buscar o meu melhor. Suas palavras e presença foram fundamentais para que eu chegasse até aqui.

Ao meu avô paterno, José Marques de Almeida Júnior, cuja história e legado são parte de minha inspiração. Como um dos fundadores da Escola Politécnica, que futuramente se transformou na universidade onde hoje tenho a honra de estudar, a UFCG, o seu exemplo de visão e dedicação ao ensino foi um dos grandes motivos pelos quais sempre mantive viva a vontade de seguir essa trajetória acadêmica.

Agradeço incondicionalmente à minha irmã, Ana Yasmim Araújo de Oliveira, pelo carinho, apoio e amor que sempre me ofereceu. Sua presença constante ao meu lado, especialmente nos momentos mais difíceis, foi uma fonte inesgotável de força e coragem.

Agradeço também ao Professor Damásio Fernandes Júnior, meu orientador ao longo de vários anos, por sua orientação cuidadosa e dedicação ao meu crescimento acadêmico e profissional. Seus ensinamentos foram fundamentais para o desenvolvimento deste trabalho e para a construção de minha trajetória científica.

Agradeço aos amigos que fiz ao longo do curso e ao longo da vida, por todos os momentos de companheirismo e troca de conhecimentos, que tornaram essa caminhada muito mais leve e enriquecedora. Portanto, deixo meus sinceros agradecimentos, com destaque para Saulo Lima, Larissa da Silva, Eduardo Sátiro, Douglas Gomes, Michel da Rocha e Alderi Leocádio.

Não posso deixar de agradecer ao corpo docente e aos colegas do Laboratório de Alta Tensão e do Laboratório de Sistemas de Potência. Esses ambientes foram essenciais para meu desenvolvimento, onde tive a oportunidade de realizar pesquisas, aprender, trocar experiências e conviver com pessoas inspiradoras – funcionários, técnicos, pós-graduandos e professores – que contribuíram para minha formação.

Por fim, agradeço a todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para que este trabalho fosse possível. A cada palavra de apoio, a cada gesto de incentivo, deixo aqui minha eterna gratidão.

"Embora ninguém possa voltar atrás para fazer um novo começo, qualquer um pode começar agora a fazer um novo fim."

(Chico Xavier)

Resumo

Neste trabalho é realizada uma avaliação abrangente do desempenho de Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) em redes de distribuição com alta penetração de fontes renováveis, particularmente energia solar e eólica. O aumento significativo da participação dessas fontes na matriz energética global, impulsionado pela necessidade de transição para energias mais limpas, apresenta novos desafios técnicos, como a intermitência e variabilidade da geração de energia, que afetam diretamente a estabilidade e confiabilidade das redes de distribuição. Nesse contexto, o sistema SAE têm sido identificado como uma das soluções para mitigar os efeitos dessas variações, possibilitando a manutenção de uma operação mais estável e eficiente da rede. Este trabalho busca explorar, por meio de análises técnicas e simulações computacionais, o impacto da integração do SAE em diferentes cenários, considerando desde os benefícios em termos de redução de perdas técnicas até a estabilização da tensão e otimização dos custos associados à instalação e operação dos sistemas. Utilizando o software OpenDSS para simular o desempenho da rede e aplicando um algoritmo genético para otimizar a localização e dimensionamento dos sistemas de armazenamento, o estudo propõe arranjos híbridos, que combinem fontes renováveis com SAE, adequados para redes de distribuição. Além disso, será realizada uma análise econômica, avaliando a viabilidade financeira da implementação do SAE em diferentes contextos, considerando custos de investimento, manutenção, e possíveis economias decorrentes da melhoria da eficiência energética. O trabalho tem como meta final contribuir para o desenvolvimento de soluções inovadoras e economicamente viáveis que possam facilitar a transição para uma matriz energética mais sustentável. Por fim, espera-se que os resultados obtidos auxiliem na formulação de políticas públicas e estratégias regulatórias para a expansão do SAE em redes de distribuição, otimizando a integração das energias renováveis e aumentando a flexibilidade operacional das redes.

Palavras-chave: Algoritmo genético, estabilidade da rede, fontes renováveis, OpenDSS, perdas técnicas, redes de distribuição, sistemas de armazenamento de energia.

Abstract

This work carries out a comprehensive evaluation of the performance of Energy Storage Systems (ESS) in distribution networks with high penetration of renewable energy sources, particularly solar and wind energy. The significant increase in the share of these sources in the global energy matrix, driven by the need to transition to cleaner energy, presents new technical challenges, such as the intermittency and variability of energy generation, which directly affect the stability and reliability of distribution networks. In this context, the SAE system has been identified as one of the solutions to mitigate the effects of these variations, enabling the maintenance of a more stable and efficient network operation. This work seeks to explore, through technical analyses and computer simulations, the impact of SAE integration in different scenarios, considering benefits in terms of reducing technical losses, stabilizing voltage and optimizing costs associated with the installation and operation of systems. Using OpenDSS software to simulate network performance and applying a genetic algorithm to optimize the location and sizing of storage systems, the study proposes hybrid arrangements that combine renewable sources with SAE, suitable for distribution networks. In addition, an economic analysis will be carried out, assessing the financial viability of implementing SAE in different contexts, considering investment and maintenance costs, and possible savings resulting from improved energy efficiency. The work's ultimate goal is to contribute to the development of innovative and economically viable solutions that can facilitate the transition to a more sustainable energy matrix. Finally, it is expected that the results obtained will assist in the formulation of public policies and regulatory strategies for the expansion of SAE in distribution networks, optimizing the integration of renewable energies and increasing the operational flexibility of the networks.

Keywords: Distribution networks, energy storage systems, genetic algorithm, grid stability, OpenDSS, renewable sources, technical losses.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Matriz Elétrica Brasileira.	14
Figura 2 – Segmentos do Sistema Elétrico de Potência (SEP).	17
Figura 3 – <i>Layout</i> básico do SEP.	18
Figura 4 – Desenho esquemático de uma turbina eólica.	20
Figura 5 – Turbinas eólicas pequenas, médias e grandes.	21
Figura 6 – Sistema de energia fotovoltaica <i>on-grid</i>	23
Figura 7 – Sistema de energia fotovoltaica <i>off-grid</i>	23
Figura 8 – Panorama energético de sistema BESS na frente do medidor e atrás do medidor.	26
Figura 9 – Sistema de Armazenamento de Energia.	27
Figura 10 – Esquema de uma usina hidrelétrica reversível.	30
Figura 11 – Esquema de um <i>Flywheel</i> (Volante de Inércia).	32
Figura 12 – Ar Comprimido.	34
Figura 13 – Gráfico Rangone para supercapacitores e diferentes dispositivos eletroquímicos armazenadores de energia.	36
Figura 14 – Fluxograma da metodologia.	40
Figura 15 – Sistema-teste IEEE de 34 barras.	41
Figura 16 – Estrutura do <i>software</i> OpenDSS.	43
Figura 17 – Diagrama de blocos simplificado do modelo <i>PVSystem</i>	44
Figura 18 – Fluxograma do AG.	45
Figura 19 – Modelo de SAE do OpenDSS.	46
Figura 20 – Metodologia da busca exaustiva.	47
Figura 21 – Curva de velocidade do vento diária utilizada.	50
Figura 22 – Curva de irradiância diária.	52
Figura 23 – Curva de temperatura diária.	52
Figura 24 – Curva de carga diária <i>default</i>	53
Figura 25 – Curva de carga e descarga diária do <i>BESS</i>	53
Figura 26 – Fluxo de potência do sistema-teste IEEE de 34 barras.	54
Figura 27 – Curva de Potência - G114/2000.	55
Figura 28 – Curva de Potência - GE Energy - 1.6/82.5.	55
Figura 29 – Curva <i>IxV</i> - Canadian Solar.	56
Figura 30 – Curva <i>IxV</i> e <i>PxV</i> - Jinko Solar.	56
Figura 31 – Fluxo de potência para o modelo Gamesa - G114/2000 sem sistema <i>BESS</i>	58
Figura 32 – Fluxo de potência para o modelo Gamesa - G114/2000 com sistema <i>BESS</i>	58

Figura 33 – Fluxo de potência para o modelo GE Energy - 1.6/82.5 sem sistema <i>BESS</i>	61
Figura 34 – Fluxo de potência para o modelo GE Energy - 1.6/82.5 com sistema <i>BESS</i>	61
Figura 35 – Perdas da GFV - Modelo Canadian Solar HiKu7 CS7N-MS.	63
Figura 36 – Perdas da GFV - Modelo Jinko Solar Tiger Neo N-type.	65

Lista de tabelas

Tabela 1 – Componentes de uma turbina eólica.	21
Tabela 2 – Dados de custos de operação e instalação em reais.	39
Tabela 3 – Equivalência de termos – Algoritmo Genético.	45
Tabela 4 – Parâmetros do AG para o sistema IEEE de 34 barras.	46
Tabela 5 – Cenários analisados.	49
Tabela 6 – Dados de turbinas eólicas utilizadas neste trabalho.	50
Tabela 7 – Dados de placas fotovoltaicas utilizadas neste trabalho.	51
Tabela 8 – Dados do sistema IEEE de 34 barras.	54
Tabela 9 – Tabela de comparação entre sistemas com e sem armazenamento - Gamesa G114/2000.	59
Tabela 10 – Tabela de comparação entre sistemas com e sem armazenamento - GE Energy - 1.6/82.5.	62
Tabela 11 – Tabela de comparação entre sistemas com e sem armazenamento - Canadian Solar HiKu7 CS7N-MS.	64
Tabela 12 – Tabela de comparação entre sistemas com e sem armazenamento - Jinko Solar Tiger Neo N-type.	66

Lista de abreviaturas e siglas

AG	Algoritmo Genético
ANNEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
BE	Busca Exaustiva
BMS	<i>Battery Management System</i>
BTM	<i>Behind the Meter</i>
CAES	<i>Compressed Air Energy Storage</i>
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
DoD	<i>Depth of Discharge</i>
EMS	<i>Energy Management System</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	<i>Energy Storage System</i>
FTM	<i>Front of the Meter</i>
FV	Fotovoltaico/Fotovoltaica
GFV	Gerador Fotovoltaico
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
OpenDSS	<i>Open Distribution System Simulator</i>
PCS	<i>Power Conversion System</i>
PSH	<i>Pumped Storage Hydropower</i>
SAE	Sistema de Armazenamento de Energia
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SoC	<i>State of Charge</i>
UPS	<i>Uninterruptible Power Supply</i>

Lista de símbolos

$\%$	Por cento
α	Coefficiente de velocidade de entrada da turbina em m/s
CC_i	Custo capital, ou custo de compra e instalação do sistema
Δ	Delta
E	Energia
E_{in}	Energia utilizada para carregar o sistema
E_{out}	Energia liberada durante a descarga
E_d	Densidade de energia
GW	GigaWatt
h	Altura
h_{ref}	Altura conhecida
I	Corrente
ir	Taxa de juros considerada
kV	Quilovolt
kW	Quilowatt
kW/kg	Quilowatt por quilograma
kWh	Quilowatt-hora
L_1	Número de vezes que cada componente é substituído durante R
L_2	Tempo de vida útil do componente i
m	Massa
m^2	Metro quadrado
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora

N_i	Número de componentes de uma determinada tecnologia
$O\&M$	Custos de operação e manutenção
P	Potência
$PWA(ir, R)$	Fator de conversão de custos futuros de $O\&M$ ao custo presente
pu	Por unidade
Q	Capacidade
R	Vida útil de todo o sistema
RC_i	Custo de reposição de componentes com vida útil inferior a N
$R\$$	Reais
$R\$/kW$	Reais por quilowatt
$R\$/kW/ano$	Reais por quilowatt por ano
$R\$/kWh$	Reais por quilowatt-hora
t	Tempo
V	Volt
V	Volume
$v(h)$	Velocidade do vento na altura que se deseja conhecer
v_{ref}	Velocidade do vento medida à altura h_{ref} conhecida
Wh	Watt-hora
Wh/kg	Watt-hora por quilograma
W/m^2	Watt por metro quadrado
η	Eficiência do ciclo em porcentagem (%)

Sumário

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Objetivos	16
1.2	Organização do texto	16
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	17
2.1	Sistemas Elétricos de Potência	17
2.2	Geração Eólica	19
2.2.1	Funcionamento da Energia Eólica	19
2.2.2	Estimação da Velocidade do Vento	21
2.3	Geração Fotovoltaica	22
2.3.1	Funcionamento da Energia Solar Fotovoltaica	22
2.3.2	Potência do Sistema Fotovoltaico	24
2.4	Sistemas de Armazenamento de Energia	24
2.4.1	Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias	25
2.4.2	Bombeamento Hidráulico	30
2.4.3	<i>Flywheels</i> ou Volante de Inércia	32
2.4.4	Ar Comprimido	33
2.4.5	Supercapacitores	35
2.4.6	Análise Econômica	38
3	METODOLOGIA	40
3.1	Sistema-teste IEEE de 34 barras	40
3.2	Software OpenDSS	42
3.3	Algoritmo Genético	44
3.4	Dimensionamento de Sistemas <i>BESS</i> com Energia Renovável	46
4	ANÁLISE DOS RESULTADOS	49
4.1	Sistema Eólico e Fotovoltaico	55
4.2	1º Estudo de Caso	57
4.2.1	Turbina Eólica - Gamesa G114/2000	57
4.2.2	Turbina Eólica - GE Energy – 1.6/82.5	60
4.3	2º Estudo de Caso	63
4.3.1	Usina Fotovoltaica - Canadian Solar HiKu7 CS7N-MS	63
4.3.2	Usina Fotovoltaica - Jinko Solar Tiger Neo N-type	65
5	CONCLUSÕES	68
	REFERÊNCIAS	70

Capítulo 1

Introdução

A crescente inserção de fontes renováveis nas redes de distribuição de energia elétrica, como a energia solar e eólica, tem sido uma tendência global impulsionada pela necessidade de transição para uma matriz energética mais sustentável. No entanto, essa integração em larga escala apresenta desafios técnicos e operacionais significativos, principalmente devido à natureza intermitente e variável dessas fontes. Nesse contexto, os Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) emergem como uma solução promissora para mitigar as flutuações na geração e garantir a estabilidade e a confiabilidade do fornecimento de energia. Na Figura 1 (ANEEL/ABSOLAR, 2023) é possível observar dados da matriz elétrica brasileira pertinente ao ano de 2023.

Figura 1 – Matriz Elétrica Brasileira.



Fonte: (ANEEL/ABSOLAR, 2023).

Estudos recentes têm demonstrado a importância e a eficiência dos SAE em redes com alta penetração de fontes renováveis. Nesse âmbito tem sido investigado a alocação desses sistemas em redes de distribuição de energia elétrica, destacando a melhoria na estabilidade da tensão e a redução das perdas técnicas (MORAIS FILHO, 2020). Além

disso, pesquisas recentes tem explorado a implementação dos SAE com baterias em uma rede real de distribuição de energia em média tensão. O estudo aborda os desafios técnicos e econômicos da integração de baterias no sistema (SOUZA, 2020).

A participação das fontes renováveis na matriz elétrica brasileira vem aumentando consideravelmente, no qual as energias hídrica, solar fotovoltaica e eólica contemplam um total de 77,5% da matriz, apresentando um percentual acima de 3/4 do que é despachado. Nesse ínterim, percebe-se a importância de avaliar o desempenho dos SAE para redes de distribuição com alta penetração de fontes renováveis, uma vez que esses sistemas possibilitam melhor estabilidade e confiabilidade da rede; flexibilidade operacional; redução de perdas técnicas; entre outros.

Entretanto, a implementação de SAE não está isenta de desafios. Custos elevados de desenvolvimento e instalação ainda representam barreiras significativas para a adoção em larga escala dessas tecnologias. Além disso, é necessário um avanço contínuo em pesquisa e desenvolvimento para aprimorar as tecnologias existentes e criar novas soluções que sejam mais eficientes e economicamente viáveis. A consideração de aspectos ambientais e sociais também é crucial para garantir que essas soluções sejam sustentáveis em toda a sua cadeia produtiva.

Desse modo, este trabalho visa avaliar o desempenho dos SAE para redes de distribuição com alta penetração de fontes renováveis. Por meio de análises técnicas e simulações, busca-se identificar os principais benefícios, oportunidades e limitações associadas à integração dessas tecnologias, contribuindo para o desenvolvimento de um sistema energético mais sustentável e eficiente. A principal motivação consiste no desenvolvimento de uma abordagem que possa localizar e dimensionar sistemas híbridos (incluindo fontes fotovoltaicas e eólicas com e sem armazenamento de energia) em redes de distribuição.

Adicionalmente, diversos artigos têm abordado sobre a implementação dos Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias (*BESS*, do inglês *Battery Energy Storage System*) em redes de distribuição e suas vantagens. Um artigo analisa a viabilidade do SAE em redes de alta, média e baixa tensão (ZORZELA; MARCHESAN, 2023). Outro exemplo é um artigo que menciona sobre tecnologias e aplicações dos *BESS* para suporte à integração de fontes renováveis no Brasil. O equilíbrio entre a geração e o consumo tende a ser cada vez mais complexo para as redes de distribuição e por isso o *BESS* surge como uma alternativa, principalmente por permitir a flexibilização na operação dos sistemas (CBENS, 2021).

Vale ressaltar que a ANEEL publicou um relatório que contém os resultados da chamada do projeto estratégico Nº 21/2016, do programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (ANEEL, 2024). O documento apresenta os principais resultados dos 20

projetos finalizados acerca de arranjos técnicos e comerciais para inserção dos SAE no setor elétrico brasileiro. Conforme sugestões comerciais e regulatórias expostas no relatório, atualmente é esperado que haja maior integração dos SAE no sistema elétrico brasileiro, além de valorização desse serviço para prestação de serviços ancilares, considerando requisitos como disponibilidade, tempo de operação, dentre outros.

Diante desse contexto e baseando-se no que foi exposto, desenvolveu-se o estudo apresentado neste trabalho, cujos objetivos são apresentados a seguir.

1.1 OBJETIVOS

Este trabalho tem como objetivo geral avaliar o desempenho dos SAE para redes de distribuição com alta penetração de fontes renováveis, com foco na redução das perdas de energia, estabilização do fornecimento e otimização dos custos de instalação e operação.

Como objetivos específicos, os seguintes itens podem ser elencados:

- Identificar e dimensionar arranjos híbridos de geração de energia em redes de distribuição;
- Analisar os custos de instalação e operação associados ao *BESS*;
- Estudar a importância dos sistemas *BESS* na integração com fontes renováveis em redes de distribuição;
- Explorar os benefícios econômicos auferidos pela instalação ótima do *BESS*;
- Avaliar as perdas técnicas provenientes das variações de carga e insumos de geração em um *BESS*.

1.2 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

O texto foi organizado em cinco capítulos, incluindo este capítulo introdutório, conforme a seguir:

- Capítulo 1: Apresentação da fundamentação teórica referente ao tema apresentado;
- Capítulo 2: Apresentação da metodologia implementada para realização deste trabalho;
- Capítulo 3: Apresentação dos resultados obtidos no desenvolvimento deste trabalho;
- Capítulo 4: Apresentação das conclusões.

Capítulo 2

Fundamentação Teórica

Neste capítulo é apresentado um resumo dos principais fundamentos teóricos requeridos para o desenvolvimento da pesquisa, em particular, os conceitos referentes aos sistemas elétricos de potência, energia solar fotovoltaica, energia eólica, sistemas de armazenamento de energia, software OpenDSS e Algoritmo Genético.

2.1 SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Os Sistemas Elétricos de Potência (SEP) englobam toda a estrutura necessária para prover energia elétrica aos consumidores de determinado país ou região. Tais sistemas são comumente caracterizados por quatro grandes segmentos: geração, transmissão, distribuição e consumo. A abordagem tradicional para fornecimento de energia aos consumidores segue a lógica de um fluxo unidirecional da geração para a distribuição, caracterizando um modelo centralizado. Na Figura 2 é possível observar de forma esquemática como funciona um SEP.

Figura 2 – Segmentos do Sistema Elétrico de Potência (SEP).

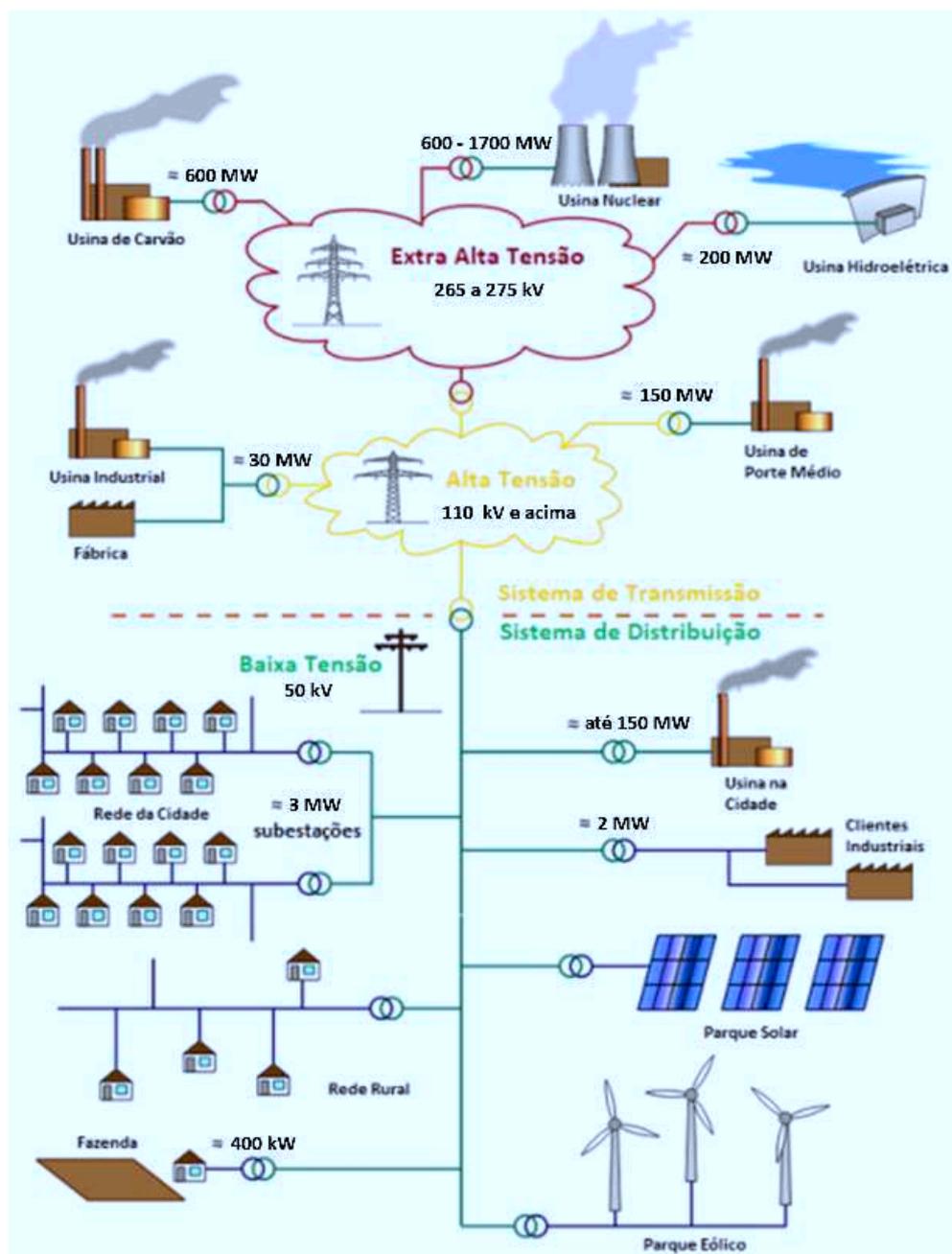


Fonte: (NEOENERGIA, 2021).

Conforme pode-se observar, o processo tem início na usina de geração, onde a energia é produzida por meio de um processo de conversão de energia. Normalmente, essa energia é gerada com tensão entre 12 e 25 kV, sendo posteriormente elevada para reduzir as perdas de potência na etapa de transmissão. Esse nível de tensão é reduzido gradativamente ao longo do percurso, a partir de subestações abaixadoras, até alcançar os transformadores de distribuição.

O SEP é subdividido em três tipos de subsistemas e seu *layout* pode ser observado na Figura 3. A subtransmissão é responsável por captar a energia das subestações de subtransmissão e transferir para subestações de distribuição e para os consumidores em tensão de subtransmissão, por meio de linhas trifásicas operando em tensões usualmente, nos níveis de 69 kV ou 138 kV. Os consumidores em tensão de subtransmissão são normalmente, grandes instalações industriais (KAGAN et al., 2005).

Figura 3 – *Layout* básico do SEP.



Fonte: (COMMONS, 2020).

Tem-se também a distribuição primária, denominada de rede de média tensão. É constituída de linhas de média tensão entre 2,3 kV e 44 kV compostas por três fios condutores aéreos instalados em postes, podendo ter sua instalação subterrânea. Os

consumidores industriais e comerciais são normalmente suprimidos por esse tipo de distribuição.

Por fim, a distribuição secundária, que são redes de baixa tensão, operam com níveis de tensão de 110 V a 440 V. Elas suprem os consumidores de baixa tensão, que são predominantemente consumidores residenciais, pequenos comércios e indústrias. No Brasil, a tensão de distribuição secundária está padronizada nos valores de 380 V/220 V e 220 V/127 V, variando de acordo com a região.

É possível perceber que o SEP é o mais próximo do consumidor final, o que possibilita a inserção de geradores e dá origem à Geração Distribuída (GD), uma vez que os custos de transmissão e as perdas elétricas são reduzidos quando a geração está próxima à carga, entretanto, resulta em um fornecimento de energia descentralizado e, conseqüentemente, em um fluxo de potência bidirecional. Uma das definições de GD foi sugerida por (ACKERMANN et al., 2001), no qual eles afirmam que a GD é uma fonte de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição ou consumidor. Vale destacar que essa definição de GD não define as tecnologias utilizadas, já que podem variar.

2.2 GERAÇÃO EÓLICA

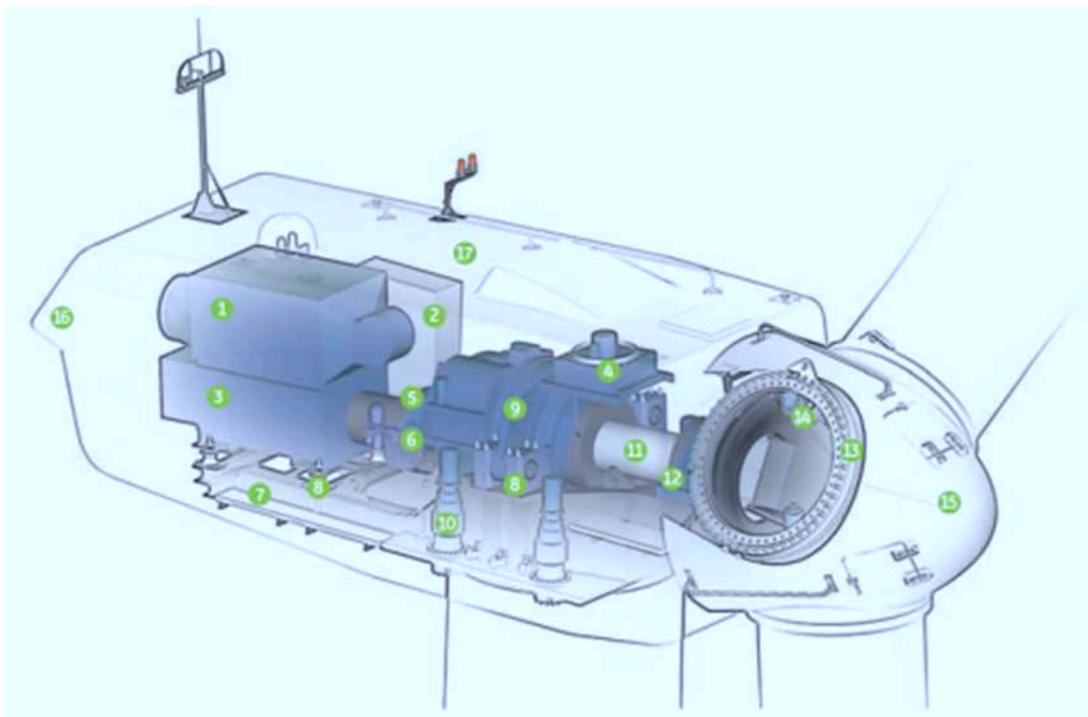
2.2.1 Funcionamento da Energia Eólica

A energia eólica é considerada uma das fontes mais limpas, ecológicas e seguras de geração de eletricidade. Dada a necessidade crescente de reduzir as emissões de carbono, ela se destaca como uma alternativa fundamental para substituir ou complementar as fontes de geração convencionais. Por ser renovável e de baixo impacto ambiental, a energia eólica desempenha um papel crucial na transição para um modelo energético mais sustentável. Segundo a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica), em 2022, a energia eólica representou 12,5% da matriz energética brasileira, tornando-se a segunda principal fonte de geração de eletricidade, superada apenas pelas hidrelétricas. Esse aumento se deve ao grande potencial do Brasil, com seus vastos recursos eólicos, especialmente ao longo da costa.

Com a expansão das turbinas eólicas, é essencial otimizar a localização desses equipamentos para garantir a eficiência da geração e a estabilidade do sistema de potência. A conexão das turbinas a diferentes barras do sistema pode influenciar diretamente a qualidade da energia elétrica e a estabilidade de tensão. A tensão da barra onde a turbina é conectada varia inversamente com a potência reativa consumida pela carga, o que tem implicações diretas na operação segura da rede. Além disso, a crescente inserção da geração eólica exige o monitoramento constante do impacto dessa fonte na rede elétrica, visando garantir um equilíbrio adequado entre a geração e o consumo de

potência reativa. Na Figura 4, é ilustrado um esquema de uma turbina eólica, mostrando seus componentes principais que estão apenas enumerados e serão descritos na Tabela 1.

Figura 4 – Desenho esquemático de uma turbina eólica.



Fonte: (GOMES, 2021).

Segundo a ANEEL, existem diversas vantagens e desvantagens na utilização da energia eólica. As principais vantagens são a redução de poluentes atmosféricos, a redução da construção de grandes reservatórios de água, a redução da dependência da sazonalidade hidrológica e a tendência em atrair turistas, gerando renda, emprego, arrecadações e promovendo o desenvolvimento regional. Por outro lado, as principais desvantagens incluem o ruído dos rotores, que necessitam de uma distância mínima de locais povoados, a poluição visual decorrente do agrupamento de turbinas, principalmente em centrais eólicas, possíveis alterações na paisagem natural, a possibilidade de interferência eletromagnética, que pode causar distúrbios nos sistemas de comunicação, e a possível interferência nas rotas de aves.

A composição básica de uma turbina eólica é dividida em três partes, o rotor, a nacelle e a torre de sustentação. Na torre de sustentação são encontrados o sistema de controle da turbina e o controle de giro da nacelle. A nacelle está conectada à torre de sustentação e nela estão os sistemas de freio, o multiplicador de velocidade, os acoplamentos elásticos, os sensores de vento e o gerador elétrico. Por fim, conectado à nacelle tem-se o rotor, ao qual são acopladas três pás com sistema de freio aerodinâmico. Na Tabela 1 são ilustrados os componentes de uma turbina eólica.

Tabela 1 – Componentes de uma turbina eólica.

1. Trocador de calor	7. Quadro principal	13. Hub do rotor
2. Painel de controle	8. Isolador de ruído de impacto	14. Controle de pitch
3. Gerador	9. Caixa de velocidade	15. Cone do nariz
4. Radiador do óleo	10. Guia	16. Ventilação
5. Acoplamento	11. Eixo do motor	17. Nacele
6. Freio hidráulico	12. Caixa de mancal	-

Fonte: (GOMES, 2021).

Para obter um melhor custo-benefício, o *layout* do parque eólico deve ser otimizado para evitar o efeito de esteira, que é causado pelo vento que passa pelas turbinas e cria turbulência na parte posterior. Esse efeito reduz a velocidade do vento nas turbinas situadas a jusante, diminuindo a produção de energia do parque eólico. Portanto, é essencial otimizar o projeto para minimizar as perdas causadas pela esteira, aumentando assim a taxa de retorno do investimento. As turbinas são classificadas em: pequenas (potência nominal abaixo de 500 kW), médias (potência nominal no entre 500 kW e 1000 kW) e grandes (potência nominal acima de 1 MW). Na Figura 5, mostra-se essa classificação (ANEEL, 2005).

Figura 5 – Turbinas eólicas pequenas, médias e grandes.



Fonte: (ANEEL, 2005).

2.2.2 Estimação da Velocidade do Vento

Na literatura, dois métodos principais são utilizados para estimar a variação da velocidade do vento com a altura: a Lei Logarítmica e a Lei de Potência. A Lei Logarítmica é derivada de uma combinação de pesquisa teórica e empírica baseada no fluxo da camada limite em dinâmica dos fluidos, permitindo calcular a variação vertical da velocidade do vento para uma condição de terreno específica. No entanto, a Lei Logarítmica possui algumas limitações, pois um de seus coeficientes pode variar conforme a estação do ano, a direção do vento e outros fatores (CAMELO et al., 2008).

Diante dessas limitações, para o presente trabalho, foi escolhida a Lei de Potência, que é apresentada na seguinte equação:

$$v(h) = v_{ref} \left(\frac{h}{h_{ref}} \right)^\alpha. \quad (1)$$

Em que:

- $v(h)$: velocidade do vento na altura que se deseja conhecer;
- v_{ref} : velocidade do vento medida a altura h_{ref} conhecida;
- h : altura na qual se deseja conhecer a velocidade do vento;
- h_{ref} : altura conhecida;
- α : coeficiente de velocidade de entrada da turbina em m/s.

2.3 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

2.3.1 Funcionamento da Energia Solar Fotovoltaica

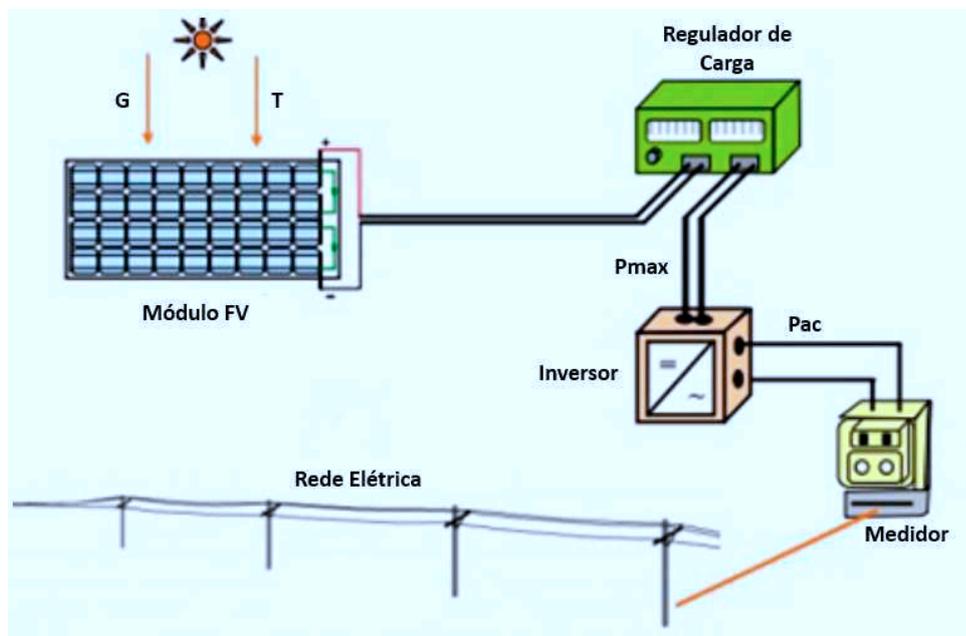
O princípio de funcionamento de um módulo fotovoltaico baseia-se no efeito fotovoltaico, que ocorre quando um material semicondutor, ao ser exposto a uma determinada frequência de radiação luminosa, permite a passagem de corrente elétrica (VILLALVA; GAZOLI, 2012). Nos sistemas fotovoltaicos, as placas solares, que contêm material semicondutor como o silício, são expostas à radiação solar. A energia da luz solar faz com que os átomos de silício liberem elétrons, gerando uma corrente elétrica contínua. Assim, quanto maior a radiação solar incidente sobre os módulos, maior será a geração de eletricidade, pois mais elétrons serão liberados, aumentando a corrente.

Os sistemas fotovoltaicos podem ser conectados de duas formas básicas: *on-grid* e *off-grid*. No sistema *on-grid*, os módulos fotovoltaicos são diretamente ligados à rede de energia elétrica, utilizando inversores de frequência para converter a corrente contínua gerada em corrente alternada, compatível com a rede. Esse tipo de sistema permite que a eletricidade gerada seja consumida ou injetada na rede, gerando créditos para o usuário. Já o sistema *off-grid* é composto pelos módulos fotovoltaicos, inversores de frequência, controladores de carga e bancos de bateria, sendo completamente independente da rede elétrica, sendo ideal para áreas remotas ou para quem busca independência total da rede.

Além disso, a escolha entre um sistema *on-grid* ou *off-grid* depende das necessidades e dos objetivos do usuário. O sistema *on-grid* é indicado para quem deseja economizar na conta de luz e contribuir para a sustentabilidade, pois a energia excedente gerada pode ser vendida para a rede elétrica. Em contrapartida, o sistema *off-grid* oferece uma solução mais robusta para locais isolados, sem acesso à rede elétrica, garantindo

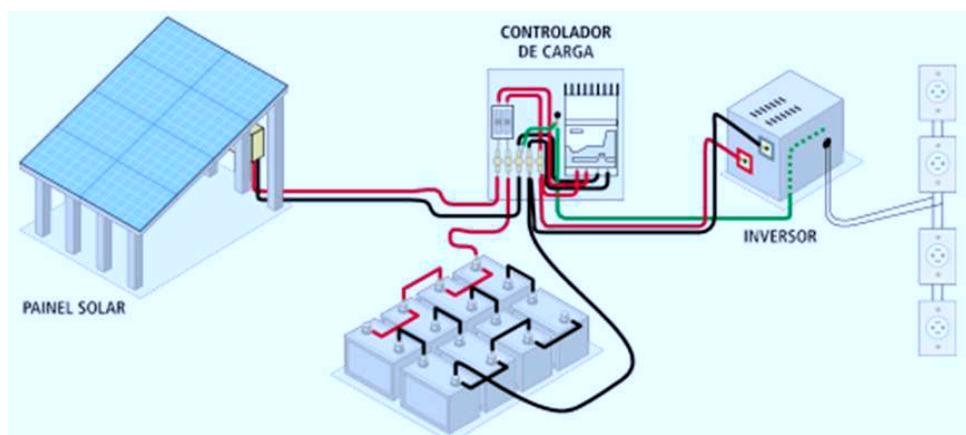
autonomia energética completa. Na Figura 6 observa-se um exemplo de sistema *on-grid*, enquanto na Figura 7, observa-se um exemplo de sistema *off-grid*.

Figura 6 – Sistema de energia fotovoltaica *on-grid*.



Fonte: (GOMES, 2021).

Figura 7 – Sistema de energia fotovoltaica *off-grid*.



Fonte: (GOMES, 2021).

Existem diversas vantagens e desvantagens na utilização da energia solar fotovoltaica. As principais vantagens são a redução de poluentes atmosféricos, a ausência de geração de ruídos, o baixo impacto ambiental após a instalação, a modularidade do sistema, a possibilidade de instalação no ponto de consumo e a alta confiabilidade. As principais desvantagens incluem a intermitência da geração, o curto período de geração, o aumento da complexidade do sistema elétrico e as maiores complexidades nos procedimentos de manutenção.

No contexto de energia solar fotovoltaica, torna-se importante ressaltar alguns termos importantes como irradiância e irradiação (VILLALVA; GAZOLI, 2012):

- **Irradiância:** É a medida de potência por metro quadrado (W/m^2), ou seja, uma densidade de energia solar influenciada pelo ângulo de incidência dos raios solares.
- **Irradiação:** É a medida de energia solar que incide sobre uma determinada área de superfície plana ao longo de um período, normalmente de um dia e de unidade $Wh/m^2/dia$.

2.3.2 Potência do Sistema Fotovoltaico

Existem modelos clássicos para estimar a potência de saída dos sistemas fotovoltaicos, os quais consideram a irradiância, os parâmetros específicos dos painéis fotovoltaicos e uma temperatura ambiente de referência. A Equação 2 é frequentemente utilizada para calcular o potencial elétrico da produção anual de energia fotovoltaica de um sistema. Esta equação fornece uma estimativa aproximada da produção anual de eletricidade (FILIK; GEREK, 2017).

$$E = A \cdot r \cdot G \cdot \rho. \quad (2)$$

Em que:

- E : energia produzida pelo sistema fotovoltaico em Wh ;
- A : área total do painel solar em m^2 ;
- r : eficiência (rendimento) do painel;
- G : irradiância média anual em W/m^2 ;
- ρ : taxa de desempenho do sistema geral.

2.4 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Os SAEs são essenciais para armazenar energia em diferentes formas e convertê-la em energia elétrica quando necessário. Diversas tecnologias são empregadas para isso, cada uma com suas vantagens e desvantagens. É fundamental entender detalhadamente essas tecnologias para escolher a mais adequada para resolver um problema específico, especialmente com o aumento da produção de energia renovável. A seguir serão apresentados algumas modalidades dos SAE.

Armazenamento Eletroquímico

- **Baterias de Íon-Lítio:** Amplamente utilizadas em eletrônicos portáteis, veículos elétricos e armazenamento de energia residencial. Oferecem alta densidade de energia e longa vida útil;

- **Baterias de Chumbo-Ácido:** Utilizadas em aplicações automotivas e industriais devido ao baixo custo e robustez;
- **Baterias de Níquel-Cádmio (NiCd) e Níquel-Metal Hidreto (NiMH):** Menos comuns hoje, mas ainda usadas em certas aplicações específicas;
- **Baterias de Sódio-Enxofre e Sódio-Níquel Cloreto:** Utilizadas em aplicações de grande escala devido à alta eficiência e capacidade de ciclagem;
- **Baterias de Fluxo Redox (Vanádio):** Utilizadas para o armazenamento de energia em larga escala, oferecendo alta ciclagem e segurança. Pela escalabilidade e longevidade é uma escolha atraente para aplicações estacionárias.

Armazenamento Eletromagnético

- **Capacitores e Supercapacitores:** Armazenam energia eletrostática e são usados em aplicações que requerem rápida liberação de energia.
- **Supercondutores:** Armazenam energia em um campo magnético gerado por uma corrente elétrica que circula em um material supercondutor, resfriado a temperaturas criogênicas para alcançar a supercondutividade.

Armazenamento Mecânico

- **Bombeamento Hidráulico:** Usa a gravidade para armazenar energia ao bombear água para um reservatório elevado, que é liberada para gerar eletricidade;
- **Flywheels Volantes de Inércia:** Armazena energia na forma de energia cinética em um rotor que gira a alta velocidade;
- **Ar Comprimido (CAES, do inglês *Compressed Air Energy Storage*):** Armazena energia ao comprimir ar em cavernas subterrâneas e depois libera-o para acionar turbinas.

Na literatura, existem diversos outros SAE, como por exemplo os térmicos e químicos. No entanto, devido à complexidade de todos esses sistemas, este estudo focará apenas nos mencionados anteriormente.

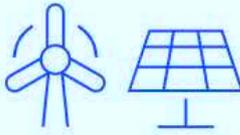
2.4.1 Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias

As baterias são classificadas em primárias e secundárias. As baterias primárias não podem ser recarregadas, enquanto as secundárias são recarregáveis. As baterias secundárias são amplamente utilizadas em diversas aplicações e são particularmente adequadas para situações que exigem respostas rápidas. Elas apresentam características notáveis, como alta energia específica, elevada densidade de potência, baixa resistência, efeito de memória mínimo e uma ampla faixa de eficiência e temperatura de operação (CAMPOS et al., 2022). Entre as tecnologias de armazenamento de energia secundária,

encontram-se as baterias de chumbo-ácido, níquel-cádmio, níquel-hidreto metálico, íon-lítio e os sistemas de fluxo redox.

A melhor maneira de ter uma noção das oportunidades relacionadas ao *BESS* é segmentar o mercado pelas aplicações e pelo porte dos usuários. Existem três segmentos em *BESS*: instalações em frente do medidor (FTM, do inglês *Front of the Meter*) em escala de serviço público, normalmente superiores a 10 megawatts-hora (MWh); instalações comerciais e industriais atrás do medidor (BTM, do inglês *Behind the Meter*), usualmente entre 30 quilowatts-hora (kWh) e 10 MWh; e instalações residenciais BTM, geralmente inferiores a 30 kWh. Na Figura 8 é possível observar o sistema *BESS* utilizado para diferentes panoramas de energia.

Figura 8 – Panorama energético de sistema *BESS* na frente do medidor e atrás do medidor.

	Frente do medidor (FTM)	Atrás do medidor (BTM)
		
	Geração e distribuição de eletricidade	Comercial e industrial (C&I) Residencial
Casos de uso	<ul style="list-style-type: none"> • Arbitragem de preços • Pagamentos de capacidade de longo prazo • Mercados de serviços auxiliares • Diminuição do risco da geração de energias renováveis • Adiamento de investimentos 	<ul style="list-style-type: none"> • Integração de fontes renováveis (placas fotovoltaicas no telhado) • Fonte de alimentação ininterrupta • Otimização dos custos da energia • Infraestrutura de carga de veículos elétricos (VE)
		Integração residencial de: <ul style="list-style-type: none"> • Fontes renováveis (placas fotovoltaicas no telhado) • Infraestrutura de carga de VE

Fonte: (COMPANY, 2023).

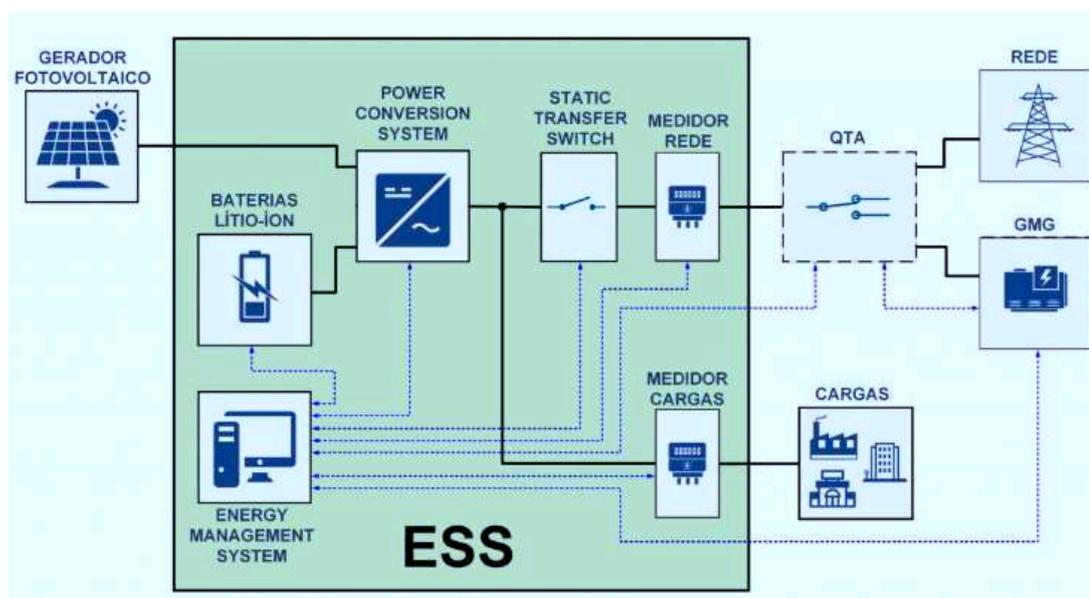
A natureza intermitente das fontes renováveis trás desafios para manutenção da estabilidade e da resiliência do sistema (KIM et al., 2018). Para mitigar esses problemas tem sido implementados sistemas de armazenamento de energia por baterias (*BESS*, do inglês *Battery Energy Storage Systems*). O uso do sistema de armazenamento *BESS* pode prover soluções na regulação de frequência e tensão, redução do pico de demanda, melhoria dos indicadores de qualidade da energia, entre outros, o que possibilita uma atuação complementar às fontes renováveis (XU et al., 2016). O *BESS* é, de forma simplificada, um contêiner composto por componentes eletrônicos que permitem a integração da rede elétrica, baterias, gerador a diesel e sistema fotovoltaico ou eólico em um único produto. Esse sistema funciona como um *backup* para o cliente, fornecendo energia ao estabelecimento em caso de falha da rede elétrica, além de oferecer diversas outras soluções.

Dentro das aplicações possíveis do *BESS*, além da operação como *backup*, estão o *energy time-shift*, *peak shaving* e o auto consumo local. O *energy time-shift* é a prática

de armazenar energia em períodos de baixa demanda ou quando a geração de energia renovável (como solar ou eólica) é alta, e depois liberar essa energia durante períodos de alta demanda ou quando a geração renovável é baixa. O *peak shaving* é a redução da demanda máxima de energia de um estabelecimento ao utilizar energia armazenada durante os períodos de pico. O auto consumo local refere-se ao uso da energia gerada e armazenada localmente para suprir as necessidades energéticas do próprio estabelecimento, reduzindo ou extinguindo a dependência da rede elétrica.

Atualmente, a fim de atender os mais diversos cenários, empresas trabalham com contêineres de 10, 20 e 40 pés, no qual vem sendo mais explorado contêineres de 20 pés por questões de otimização de espaço. Na Figura 9 é possível observar de forma esquemática o funcionamento do sistema de armazenamento de energia - que representa o contêiner, gerador fotovoltaico/eólico (à esquerda), grupo motor gerador e rede (à direita).

Figura 9 – Sistema de Armazenamento de Energia.



Fonte: (COMPANY, 2023).

No que tange aos componentes que compõem o *BESS*, pode-se descrever da seguinte forma:

- **Baterias:** Armazena energia elétrica para utilização posterior;
- **BMS:** Monitora e gerencia o estado das baterias, garantindo que operem dentro de parâmetros seguros e eficientes. O *BMS* controla a carga e descarga das baterias, monitora a temperatura e o estado de carga (*SoC*, do inglês *State of Charge*), e protege contra sobrecarga, descarga excessiva e curtos-circuitos;
- **EMS:** Coordena o uso de energia dentro do *BESS*, incluindo a integração com a rede elétrica, sistemas de geração renovável (como solar e eólica), e geradores a

diesel. O EMS otimiza o fluxo de energia para maximizar a eficiência e reduzir custos.

- **PCS:** Converte a corrente contínua (*DC*, do inglês *Direct Current*) armazenada nas baterias em corrente alternada (*AC*, do inglês *Alternating Current*) para ser utilizada pelos consumidores ou injetada na rede elétrica. O PCS também pode fazer o inverso, convertendo *AC* em *DC* para carregar as baterias;
- **Unidade de Controle:** Centraliza o controle do sistema, recebendo dados de todos os componentes (*BMS*, *EMS*, *PCS*) e tomando decisões para a operação otimizada do *BESS*. Essa unidade pode incluir um sistema de controle centralizado ou distribuído.
- **Sistema de Resfriamento:** Mantém as baterias e outros componentes eletrônicos em uma temperatura operacional segura. O resfriamento pode ser passivo ou ativo, utilizando ventiladores, líquidos refrigerantes, ou outros métodos;
- **Sistema de Proteção e Segurança:** Inclui disjuntores, fusíveis, e outros dispositivos de proteção para evitar falhas elétricas e garantir a segurança do sistema. Isso também envolve sensores de fumaça e fogo para proteção contra incêndios;
- **Interface de Comunicação:** Facilita a comunicação entre o *BESS* e outros sistemas, como a rede elétrica, sistemas de geração de energia, e sistemas de monitoramento remoto. Essa interface pode utilizar protocolos de comunicação padrão para integração fácil;
- **Gabinete ou Contêiner:** Abriga todos os componentes do *BESS*, protegendo-os contra condições ambientais adversas e proporcionando segurança física. O contêiner pode ser modular, permitindo fácil expansão e transporte.

Vale ressaltar que o contêiner pode ter o papel de formador de rede, trabalhando totalmente *off-grid*, ficando o sistema eólico ou fotovoltaico responsável pelo abastecimento das baterias e podendo o gerador a diesel atuar como *backup*. Configuração que traz a possibilidade de alimentação de locais completamente remotos sem abrir mão da sustentabilidade.

Além disso, conforme as Equações 3, 4, 5, 6 e 7, torna-se importante ressaltar alguns parâmetros relevantes no que diz respeito ao princípio de funcionamento dos sistemas de armazenamento de energia, como capacidade de armazenamento (Q), eficiência (η), densidade de energia (E_d), estado de carga (*SoC*), profundidade de descarga (*DoD*), dentre outros.

$$Q = I \times t \quad (3)$$

Em que:

- Q : capacidade em Ampère-hora (*Ah*);

- I : corrente de carga ou descarga em Ampères (A);
- t : tempo de carga ou descarga em horas (h).

$$\eta = \frac{E_{\text{out}}}{E_{\text{in}}} \times 100\% \quad (4)$$

Em que:

- η : eficiência do ciclo em porcentagem (%);
- E_{out} : energia liberada durante a descarga;
- E_{in} : energia utilizada para carregar o sistema.

$$E_d = \frac{E}{m} \quad \text{ou} \quad E_d = \frac{E}{V} \quad (5)$$

Em que:

- E_d : densidade de energia em Wh/kg ou Wh/L ;
- E : energia total armazenada em Watt-hora (Wh);
- m : massa do sistema em quilogramas (kg);
- V : volume do sistema em litros (L).

$$\text{SoC}(t) = \text{SoC}(t_0) + \frac{1}{C_{\text{nom}}} \int_{t_0}^t I(\tau), d\tau \quad (6)$$

Em que:

- $\text{SoC}(t)$: estado de carga no tempo t (expresso em porcentagem (%));
- $\text{SoC}(t_0)$: estado de carga inicial no tempo t_0 (expresso em porcentagem (%));
- C_{nom} : capacidade nominal da bateria em Ampère-hora (Ah);
- $I(\tau)$: corrente de carga (positiva) ou descarga (negativa) no tempo τ em Ampères (A);
- t : tempo atual;
- t_0 : tempo inicial.

$$DoD = \frac{Q_{used}}{Q_{total}} \times 100\% \quad (7)$$

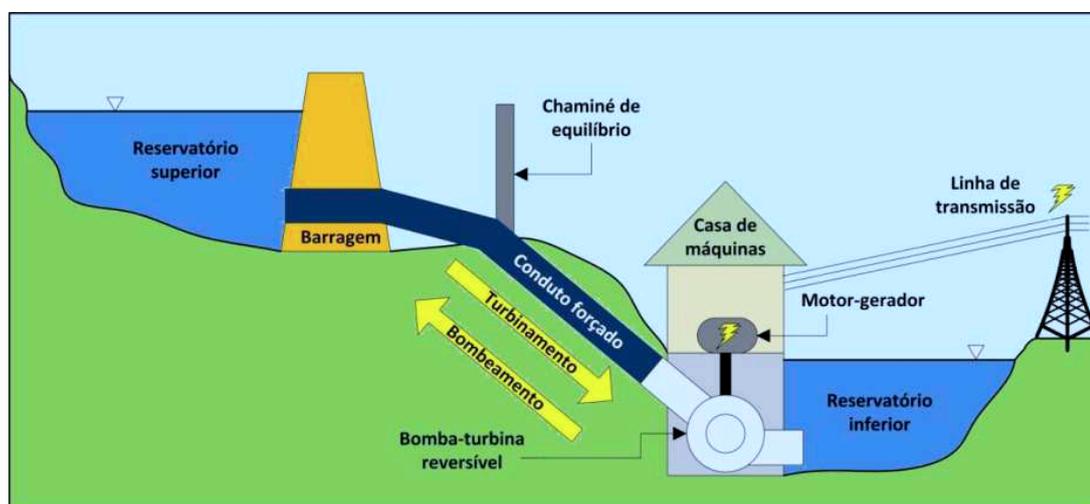
Em que:

- DoD : profundidade de descarga em porcentagem (%);
- Q_{used} : capacidade utilizada em Ampère-hora (Ah);
- Q_{total} : capacidade total disponível em Ampère-hora (Ah).

2.4.2 Bombeamento Hidráulico

Os sistemas de armazenamento de energia por bombeamento hidráulico (*PSH*, do inglês *Pumped Storage Hydropower*) são uma das tecnologias mais maduras e amplamente utilizadas para armazenamento de energia em larga escala. Esses sistemas funcionam através do armazenamento de energia potencial em água, utilizando dois reservatórios localizados a diferentes altitudes. Na Figura 10 é possível observar o armazenamento de energia por meio de bombeamento hidráulico.

Figura 10 – Esquema de uma usina hidrelétrica reversível.



Fonte: (CANALES et al., 2015).

O sistema de bombeamento hidráulico opera em dois modos principais: carga e descarga. Durante os períodos de baixa demanda de energia, quando a eletricidade é mais barata, bombas são utilizadas para transferir água do reservatório inferior para o reservatório superior. Este processo armazena energia na forma de energia potencial gravitacional. Durante os períodos de alta demanda de energia, a água armazenada no reservatório superior é liberada de volta para o reservatório inferior através de turbinas, que convertem a energia potencial da água em energia elétrica. Este processo é altamente eficiente, com algumas instalações alcançando eficiências de conversão de até 80%. Assim sendo, torna-se imprescindível ressaltar suas vantagens e aplicações.

Vantagens do Bombeamento Hidráulico

- **Alta Capacidade de Armazenamento:** Os sistemas *PSH* podem armazenar grandes quantidades de energia, tornando-os ideais para aplicações em larga escala, como suporte à rede elétrica e balanceamento de carga;
- **Longa Vida Útil:** Estes sistemas possuem uma vida útil muito longa, frequentemente excedendo 50 anos, o que os torna uma opção de investimento robusta e sustentável a longo prazo;
- **Estabilidade e Confiabilidade:** O *PSH* oferece uma resposta rápida às variações na demanda de energia, ajudando a estabilizar a rede elétrica e a integrar fontes de energia renovável, como solar e eólica;
- **Eficiência Energética:** A eficiência de ciclo dos sistemas de bombeamento hidráulico é relativamente alta, muitas vezes entre 70% e 85%, dependendo das condições específicas da instalação.

Aplicações do Bombeamento Hidráulico

- **Armazenamento de Energia em Larga Escala:** Essencial para o armazenamento de energia excedente produzida por fontes renováveis, garantindo um fornecimento contínuo e estável de energia;
- **Regulação de Frequência:** O *PSH* pode fornecer serviços auxiliares para a rede elétrica, como regulação de frequência e reserva de contingência;
- **Gestão de Picos de Demanda:** Ajuda a suavizar os picos de demanda, reduzindo a necessidade de ativar usinas térmicas menos eficientes e mais poluentes;
- **Backup de Emergência:** Pode fornecer energia de reserva durante interrupções ou falhas na rede elétrica.

Apesar das muitas vantagens, os sistemas de bombeamento hidráulico enfrentam alguns desafios. Um dos principais desafios é a necessidade de terrenos específicos que possuam características geográficas adequadas para a construção de dois reservatórios em diferentes altitudes. Além disso, os custos iniciais de construção e o impacto ambiental podem ser significativos. No entanto, com o crescente foco na sustentabilidade e na integração de energias renováveis, o papel dos sistemas *PSH* está se tornando cada vez mais crítico. Avanços tecnológicos, como a melhoria na eficiência das bombas e turbinas, bem como a inovação em materiais de construção, estão ajudando a superar alguns desses desafios.

Desse modo, os SAE por bombeamento hidráulico são uma solução comprovada e eficiente para o armazenamento de energia em larga escala. Eles desempenham um papel vital na estabilização das redes elétricas e na facilitação da integração de fontes de energia renovável. Com a evolução contínua da tecnologia e a crescente demanda

por soluções de energia sustentável, os sistemas *PSH* continuarão a ser uma componente crucial da infraestrutura energética global.

2.4.3 *Flywheels* ou Volante de Inércia

Os sistemas de armazenamento de energia com volantes de inércia, também conhecidos como *flywheels*, são uma tecnologia avançada e eficiente para armazenar energia cinética. Esses sistemas são utilizados em diversas aplicações que requerem uma rápida resposta de potência, alta densidade de energia e longa vida útil. Na Figura 11 é possível observar o armazenamento de energia por meio de volantes de inércia.

Figura 11 – Esquema de um *Flywheel* (Volante de Inércia).



Fonte: (LOPES, 2015).

Os volantes de inércia armazenam energia na forma de energia cinética por meio da rotação de um rotor em altas velocidades. O sistema básico consiste em um rotor (ou volante), rolamentos, um motor/gerador e uma carcaça. Quando o sistema recebe energia, o motor acelera o rotor, armazenando energia cinética. Durante a descarga, o rotor desacelera e o gerador converte a energia cinética de volta em energia elétrica. Os volantes de inércia modernos utilizam materiais avançados como fibra de carbono para o rotor, que permitem alcançar velocidades de rotação extremamente altas, aumentando assim a densidade de energia armazenada. Além disso, o sistema é geralmente operado a vácuo para minimizar a resistência do ar e utilizando rolamentos magnéticos para reduzir as perdas por fricção. No que diz respeito às suas vantagens e aplicações, serão apresentadas a seguir.

Vantagens do Volante de Inércia

- **Alta Densidade de Potência:** Os volantes de inércia são capazes de fornecer grandes quantidades de potência instantaneamente, o que os torna ideais para

- aplicações que requerem resposta rápida, como na estabilização de redes elétricas e em sistemas de energia ininterrupta (*UPS*, do inglês *Uninterruptible Power Supply*);
- **Eficiência:** A eficiência dos volantes de inércia pode ser muito alta, com perdas mínimas de energia durante o armazenamento e a recuperação da energia;
 - **Baixa Manutenção:** Devido à ausência de componentes químicos e ao uso de rolamentos magnéticos, os volantes de inércia requerem pouca manutenção ao longo de sua vida útil;
 - **Resistência a Temperaturas Extremas:** Eles podem operar eficientemente em uma ampla gama de temperaturas, o que é uma vantagem significativa em comparação com outras tecnologias de armazenamento de energia.

Aplicações do Volante de Inércia

- **Estabilização de Redes Elétricas:** Eles ajudam a manter a estabilidade da rede elétrica, fornecendo energia durante picos de demanda ou falhas temporárias na geração;
- **Transporte:** Aplicados em veículos elétricos e híbridos para recuperar e reutilizar a energia de frenagem, aumentando a eficiência do veículo;
- **Gestão de Picos de Demanda:** Ajuda a suavizar os picos de demanda, reduzindo a necessidade de ativar usinas térmicas menos eficientes e mais poluentes;
- **Backup de Emergência:** Pode fornecer energia de reserva durante interrupções ou falhas na rede elétrica.

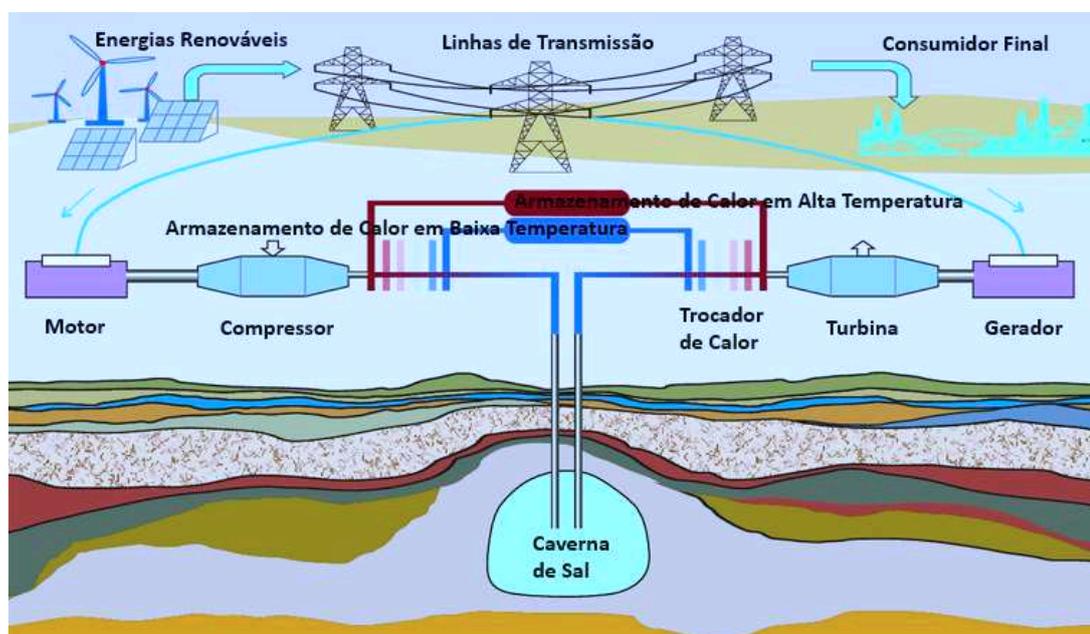
Embora os volantes de inércia apresentem inúmeras vantagens, existem alguns desafios associados à sua implementação, como o custo de fabricação e instalação dos volantes de inércia que pode ser alto, principalmente devido aos materiais avançados e à tecnologia de vácuo necessária; desgaste dos enrolamentos magnéticos, uma vez que, podem ser suscetíveis a falhas ao longo do tempo; e armazenamento de energia limitado, dado que a densidade de energia dos volantes de inércia é menor em comparação com outras formas de armazenamento, como baterias de íons de lítio, o que limita sua capacidade de armazenamento em larga escala.

2.4.4 Ar Comprimido

Os sistemas de armazenamento de energia por ar comprimido (*CAES*, do inglês *Compressed Air Energy Storage*) são considerados uma tecnologia promissora, especialmente quando se trata de armazenamento de energia em larga escala. Esses sistemas funcionam utilizando a compressão e a descompressão do ar em cavidades subterrâneas ou em reservatórios, o que permite o armazenamento e a liberação de energia de forma eficiente e controlada. Durante o processo de compressão, o ar é comprimido

e armazenado sob alta pressão; já no processo de descompressão, o ar armazenado é liberado, movimentando turbinas que geram eletricidade. Essa tecnologia inovadora se destaca por sua aplicação em cenários que demandam armazenamento de energia por longos períodos, pois utiliza princípios de termodinâmica para converter a energia elétrica em energia térmica e mecânica. Na Figura 12, é possível visualizar o princípio de funcionamento do sistema CAES, que exemplifica como o ar comprimido pode ser armazenado em grandes volumes e liberado de forma controlada, otimizando o uso da energia elétrica gerada de forma intermitente.

Figura 12 – Ar Comprimido.



Fonte: Adaptado de (ZHANG et al., 2023).

Em relação ao processo de compressão, durante períodos de baixa demanda de energia ou excesso de geração (por exemplo, quando a produção de energia eólica ou solar é alta), o ar é comprimido usando compressores alimentados por eletricidade. Logo, este ar comprimido é armazenado em grandes cavernas subterrâneas, tanques de alta pressão ou aquíferos. No que diz respeito ao processo de expansão, quando a demanda por energia aumenta, o ar comprimido é liberado de seu reservatório e aquecido (geralmente usando uma pequena quantidade de combustível, como gás natural) antes de ser expandido por meio de turbinas para gerar eletricidade. O processo de expansão do ar comprimido aciona turbinas que geram eletricidade, que é então enviada para a rede elétrica.

Vantagens do Ar Comprimido

- **Armazenamento em Larga Escala:** Pode armazenar muita energia, sendo ideal para aplicações em larga escala e para fornecer suporte à rede elétrica;

- **Custo Competitivo:** Em comparação com outras tecnologias de armazenamento de energia, como baterias de íons de lítio, os sistemas *CAES* podem ser mais econômicos, especialmente para armazenamento de longo prazo;
- **Alta Eficiência:** Com avanços tecnológicos e melhorias na engenharia de processos, a eficiência dos sistemas *CAES* pode ser significativamente aumentada;
- **Integração com Energias Renováveis:** *CAES* é particularmente adequado para complementar fontes de energia renovável, ajudando a mitigar os efeitos da intermitência e proporcionando um fornecimento de energia mais estável.

Aplicações do Ar Comprimido

- **Suporte à Rede Elétrica:** Ajudam a equilibrar a oferta e a demanda de energia, estabilizando a rede elétrica durante picos de demanda ou falhas temporárias na geração;
- **Backup de Energia:** Funcionam como sistemas de backup em caso de falhas na rede elétrica, garantindo a continuidade do fornecimento de energia.

Embora os sistemas *CAES* ofereçam muitas vantagens, eles também enfrentam alguns desafios: em termos de infraestrutura, a criação de instalações de armazenamento de ar comprimido requer infraestrutura específica, como cavernas subterrâneas ou tanques de alta pressão, que podem ser caros e geograficamente limitados; a eficiência global dos sistemas *CAES* pode ser afetada pelas perdas associadas ao processo de compressão e expansão do ar, embora melhorias tecnológicas estejam continuamente sendo desenvolvidas; e a necessidade de aquecer o ar comprimido antes da expansão pode envolver a queima de combustíveis fósseis, o que pode contribuir para emissões de carbono, embora existam esforços para minimizar esse impacto utilizando fontes de calor renováveis ou recuperando calor de processos industriais.

Os sistemas *CAES* representam uma solução eficiente e promissora para o armazenamento de energia em larga escala. Eles são especialmente valiosos para equilibrar a intermitência das fontes de energia renovável, garantindo um fornecimento de energia mais estável e confiável. Com avanços contínuos na tecnologia e na engenharia de processos, os sistemas *CAES* têm o potencial de desempenhar um papel crucial na infraestrutura energética do futuro, contribuindo para um sistema elétrico mais sustentável e resiliente.

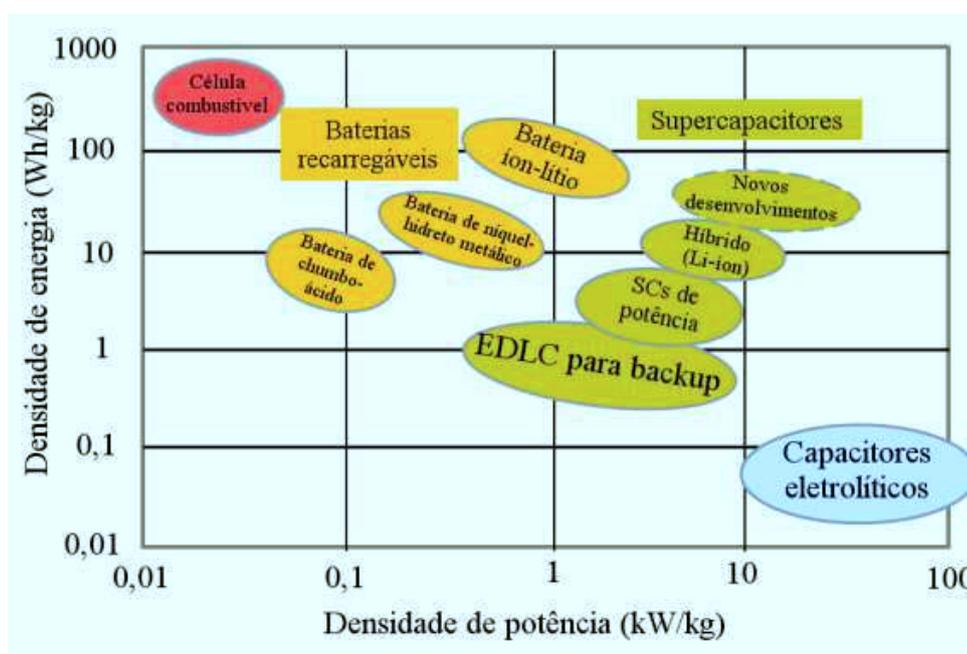
2.4.5 Supercapacitores

Os supercapacitores, também conhecidos como ultracapacitores ou capacitores eletroquímicos, representam uma tecnologia emergente e promissora no campo dos sistemas de armazenamento de energia. Diferentemente das baterias tradicionais, que armazenam energia através de reações químicas, os supercapacitores armazenam energia

eletrostaticamente. Essa característica lhes confere várias vantagens, especialmente em aplicações que requerem rápida carga e descarga de energia.

O supercapacitor é um dispositivo de armazenamento de energia eletroquímica que não possui uma densidade de energia alta, porém sua densidade de potência e tempo de vida estão entre os mais altos já criados, o que abre nichos de mercado onde tais características se mostram vantajosas. O principal material utilizado na fabricação destes dispositivos é o carbono ativado, mas novos melhores materiais vêm surgindo a cada ano como por exemplo o grafeno em suas mais diversas formas (MORAIS FILHO, 2020). Na Figura 13 é possível observar um gráfico de Rangone, sendo amplamente utilizado para comparar a densidade de energia de vários dispositivos de armazenamento de energia.

Figura 13 – Gráfico Rangone para supercapacitores e diferentes dispositivos eletroquímicos armazenadores de energia.



Fonte: (WIKIPEDIA, 2024).

Nesse gráfico, os valores de energia específica (em Wh/kg) são plotados *versus* a potência específica (em kW/kg). Ambos os eixos são logarítmicos, o que permite comparar o desempenho de dispositivos muito diferentes. Os gráficos de Ragone podem revelar informações sobre a densidade de energia gravimétrica, mas não transmitem detalhes sobre a densidade de energia volumétrica. O gráfico de Ragone foi usado pela primeira vez para comparar o desempenho das baterias. No entanto, é adequado para comparar quaisquer dispositivos de armazenamento de energia, bem como dispositivos de energia, como motores, turbinas a gás e células de combustível.

Em relação ao princípio de funcionamento dos supercapacitores, consistem em dois eletrodos, um separador e um eletrólito. A energia é armazenada na interface entre os eletrodos e o eletrólito, através da formação de uma dupla camada elétrica.

Essa estrutura permite uma densidade de potência muito maior em comparação com as baterias convencionais, possibilitando que os supercapacitores forneçam grandes quantidades de energia em curtos períodos.

Além disso, torna-se importante frisar as vantagens e aplicações pertinentes aos supercapacitores.

Vantagens dos Supercapacitores

- **Alta Densidade de Potência:** Os supercapacitores podem fornecer picos de potência rapidamente, o que os torna ideais para aplicações que necessitam de energia imediata, como em sistemas de frenagem regenerativa em veículos elétricos;
- **Ciclagem Extensa:** Eles possuem um ciclo de vida muito mais longo do que as baterias convencionais, suportando centenas de milhares de ciclos de carga e descarga sem degradação significativa do desempenho;
- **Carregamento Rápido:** A capacidade de carregar e descarregar rapidamente é uma das principais vantagens dos supercapacitores. Eles podem ser carregados em segundos, comparado às horas que as baterias podem levar;
- **Ampla Faixa de Temperatura de Operação:** Supercapacitores podem operar eficientemente em uma ampla faixa de temperaturas, tornando-os adequados para ambientes extremos;

Aplicações dos Supercapacitores

- **Veículos Elétricos e Híbridos:** Utilizados em sistemas de frenagem regenerativa, onde a energia cinética é capturada e armazenada rapidamente;
- **Fontes de Alimentação de Backup:** Fornecem energia instantânea em sistemas UPS durante curtos períodos de falha de energia;
- **Estabilização de Redes Elétricas:** Ajudam a estabilizar a rede elétrica ao fornecer ou absorver picos de potência, melhorando a qualidade da energia;

Apesar das muitas vantagens, os supercapacitores também enfrentam alguns desafios. A principal limitação é a densidade de energia relativamente baixa em comparação com as baterias de íons de lítio, o que significa que eles não podem armazenar tanta energia por unidade de volume ou peso. Além disso, os custos de produção ainda são relativamente altos. Em conclusão, os supercapacitores oferecem uma solução complementar às baterias tradicionais, especialmente em aplicações que requerem alta potência e ciclos de carga rápida. Com os avanços tecnológicos contínuos, eles têm o potencial de desempenhar um papel crucial na próxima geração de sistemas de armazenamento de energia.

2.4.6 Análise Econômica

Esta seção tem por objetivo fornecer os conhecimentos básicos sobre os assuntos relacionados à economia utilizados neste trabalho. Os dados referentes aos custos dos materiais utilizados em um parque eólico ou solar são de difícil acesso, uma vez que fazem parte do planejamento estratégico das empresas. Assim, para o presente trabalho, foram utilizados valores públicos encontrados em pesquisas energéticas internacionais.

A análise foi realizada tomando como base a aplicação do Custo Atual Líquido (NPC, do inglês *Net Present Cost*) que serve para estimar os custos do sistema selecionado. É uma das metodologias utilizadas para combinar custos e avaliar os custos futuros no presente. Com a aplicação do NPC, é possível simular os custos referentes a toda vida útil do sistema selecionado, utilizando a simulação de um ano de operação do sistema (DOLATABADI et al., 2019).

Os custos considerados no cálculo do NPC são o custo de capital que é o custo inicial de compra e instalação de um sistema, a operação e manutenção ao longo do ciclo de vida e o custo de substituição dos componentes do sistema cuja vida útil é inferior à vida útil do sistema. A NPC foi formulada conforme pode ser observado na Equação 8 (BASHIR; SADEH, 2012):

$$NPC = \sum_{i=1}^L N_i (CC_i + RC_i \cdot K_i + O\&M \cdot PWA(ir, R)). \quad (8)$$

Sendo:

$$K_i = \sum_{n=1}^{L_1} \frac{1}{(1 + ir)^{n \cdot L_2}}. \quad (9)$$

$$PWA(ir, R) = \frac{(1 + ir)^R - 1}{ir \cdot (1 + ir)^R}. \quad (10)$$

Em que:

- N_i : número de componentes de uma determinada tecnologia;
- CC_i : custo capital, ou custo de compra e instalação do sistema;
- RC_i : custo de reposição de componentes com vida útil inferior a N ;
- K_i : fator de conversão de custo RC_i futuros ao custo presente;
- $O\&M$: custos de operação e manutenção;
- $PWA(ir, R)$: fator de conversão de custos futuros de $O\&M$ ao custo presente;

- L_1 : número de vezes que cada componente é substituído durante a vida útil do sistema;
- L_2 : tempo de vida útil do componente i ;
- ir : taxa de juros considerada;
- R : vida útil de todo o sistema.

Para realizar o cálculo dos custos das turbinas eólicas, das plantas fotovoltaicas e do *BESS* foram utilizados valores com base no Caderno de Preços da Geração de 2021 realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com foco nos valores para o Brasil, estes valores são referentes ao final de 2020. Além disso, foi considerado um custo médio da distribuição com base no ano de 2020 com informações da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Para a utilização do sistema de armazenamento de energia elétrica por baterias foi utilizado o trabalho desenvolvido pela EPE, e os valores utilizados na pesquisa foram referentes a um *BESS* de 1 MW, sendo o mesmo utilizado em todas as simulações (EPE, 2019). Os valores em reais podem ser observados na Tabela 2.

Tabela 2 – Dados de custos de operação e instalação em reais.

Custo instalação eólica (R\$/kW)	4.750,00
Custo operação eólica (R\$/kW/ano)	65,00
Custo instalação fotovoltaica (R\$/kW)	4.250,00
Custo operação fotovoltaica (R\$/kW/ano)	50,00
Custo distribuição (R\$/MWh)	155,12
Custo instalação <i>BESS</i> (4h) (R\$/kWh)	380,00

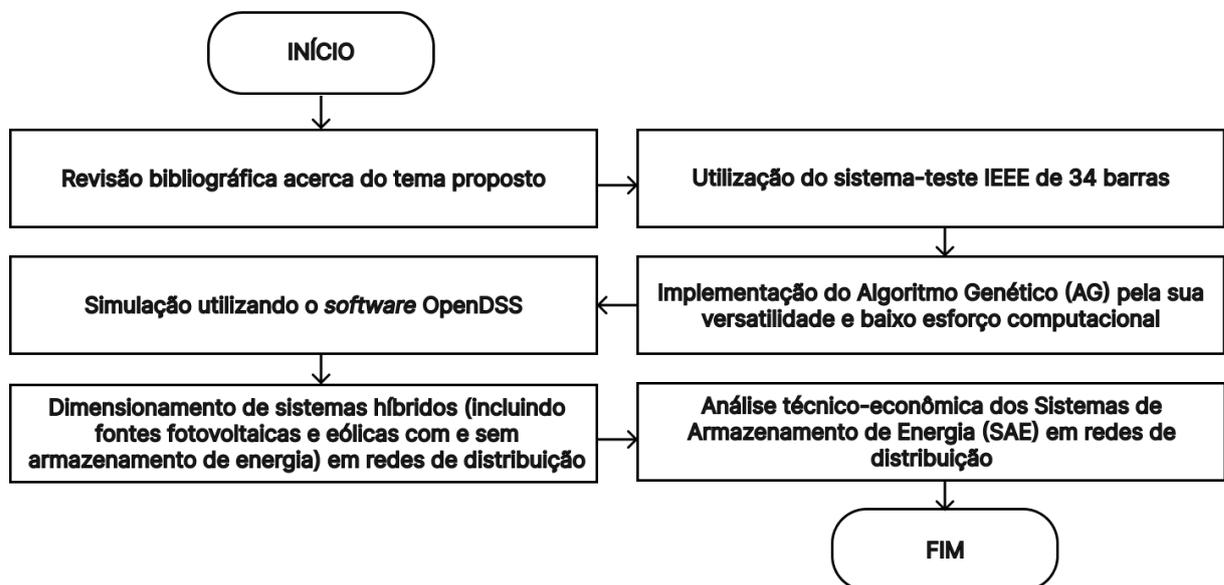
Fonte: (IRENA, 2018); (IRENA, 2020); (EPE, 2021).

Capítulo 3

Metodologia

Para realizar os objetivos propostos neste TCC, elaborou-se a metodologia apresentada na Figura 14. Apesar dos sistemas de armazenamento de energia mencionados, será abordado como base desse estudo o sistema BESS. Além disso, vale ressaltar que todo o estudo foi realizado no *software* OpenDSS, o que incluiu as etapas de modelagem/parametrização do sistema-teste IEEE de 34 barras, dos sistemas solar e eólico. No processo de instalação ótima das fontes renováveis, foram considerados os limites de tensão impostos pela ANEEL e um limite máximo de 20% de penetração da geração distribuída, seguindo recomendações técnicas.

Figura 14 – Fluxograma da metodologia.



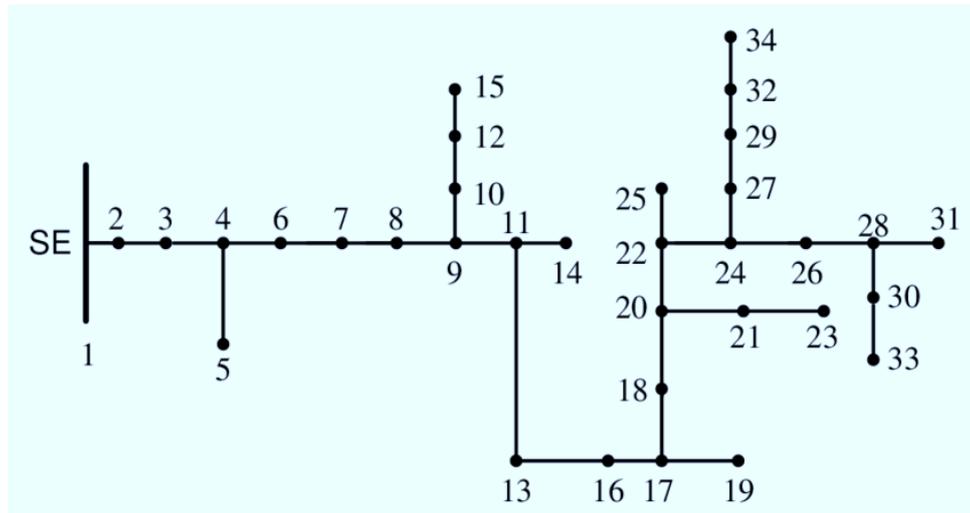
Fonte: Autoria própria (2024).

3.1 SISTEMA-TESTE IEEE DE 34 BARRAS

O sistema-teste IEEE de 34 barras é uma configuração padrão amplamente utilizada para análise, simulação e avaliação de métodos e algoritmos de otimização e controle em redes de distribuição de energia elétrica. Esse sistema tem sido fundamental em pesquisas voltadas para a solução de problemas complexos de distribuição, oferecendo um ambiente controlado e bem documentado, onde diferentes abordagens podem

ser comparadas e testadas de maneira consistente. Originalmente desenvolvido pelo Instituto de Engenheiros Elétricos e Eletrônicos (IEEE), o sistema faz parte de uma série de sistemas-teste criados com o objetivo de proporcionar um modelo de referência para a pesquisa e o desenvolvimento na área de sistemas de energia. Na Figura 15 é possível observar esse sistema-teste.

Figura 15 – Sistema-teste IEEE de 34 barras.



Fonte: Adaptado de (IEEE, 2024).

O sistema-teste IEEE de 34 barras possui uma topologia representativa de redes de distribuição reais, o que o torna altamente útil para avaliar o desempenho de novos métodos de análise e controle aplicados a redes de distribuição, incluindo técnicas de otimização, gerenciamento de carga, análise de estabilidade e qualidade da energia, entre outros. Sua utilização é comum em estudos que buscam melhorar a confiabilidade, eficiência e a capacidade de resposta das redes de distribuição de energia, especialmente em contextos que envolvem a integração de fontes renováveis, como energia solar e eólica, ou o uso de sistemas de armazenamento de energia.

O sistema-teste IEEE de 34 barras é composto por 34 nós de distribuição conectados por 33 linhas de distribuição. Este sistema representa uma rede radial de média tensão, típica de sistemas de distribuição reais, e inclui diversos tipos de cargas, elementos de compensação de reativo, transformadores e outros componentes que são comuns em redes de distribuição. Em relação a estrutura do sistema-teste IEEE de 34 barras, temos:

- **Barras e Linhas:** O sistema possui 34 barras, das quais uma é a barra de referência ou subestação, que fornece a tensão de alimentação para o sistema. As 33 linhas de distribuição conectam as barras em uma topologia radial, refletindo a estrutura típica de muitas redes de distribuição;

- **Cargas:** As cargas no sistema são diversificadas, representando tanto cargas constantes quanto variáveis, e podem incluir componentes industriais, comerciais e residenciais. A presença de cargas com diferentes perfis de consumo proporciona um cenário realista para estudos de fluxo de carga, estabilidade de tensão e análise de perdas;
- **Compensação de Reativos:** O sistema inclui dispositivos de compensação de potência reativa, como capacitores, que são essenciais para a manutenção do perfil de tensão e redução de perdas na rede. A configuração e controle desses dispositivos são pontos chave de estudo, especialmente em termos de otimização da operação da rede;
- **Transformadores:** Transformadores de distribuição são incorporados ao sistema para modelar a conversão de tensão entre diferentes níveis, essencial para a análise de redes de distribuição que envolvem múltiplos níveis de tensão.

O sistema-teste IEEE de 34 barras é amplamente utilizado em várias áreas de pesquisa e desenvolvimento, incluindo:

- **Análise de Fluxo de Carga:** A configuração detalhada do sistema permite a realização de estudos de fluxo de carga para determinar a distribuição de tensões, correntes e potências ao longo da rede. Diversos métodos de solução de fluxo de carga, incluindo os métodos de Newton-Raphson, Gauss-Seidel e Backward-Forward Sweep, podem ser testados e comparados usando este sistema;
- **Estabilidade de Tensão:** Estudos de estabilidade de tensão são essenciais para assegurar que a rede possa operar de forma segura sob diferentes condições de carga e eventos de contingência. O sistema-teste proporciona um ambiente para a análise de pontos críticos de operação e estratégias de mitigação;
- **Análise de Qualidade de Energia:** A qualidade de energia, incluindo fatores como distorção harmônica, flicker e interrupções momentâneas, pode ser avaliada utilizando a configuração do sistema. Técnicas de mitigação e equipamentos de melhoria de qualidade de energia, como filtros de harmônicos, podem ser implementados e avaliados.

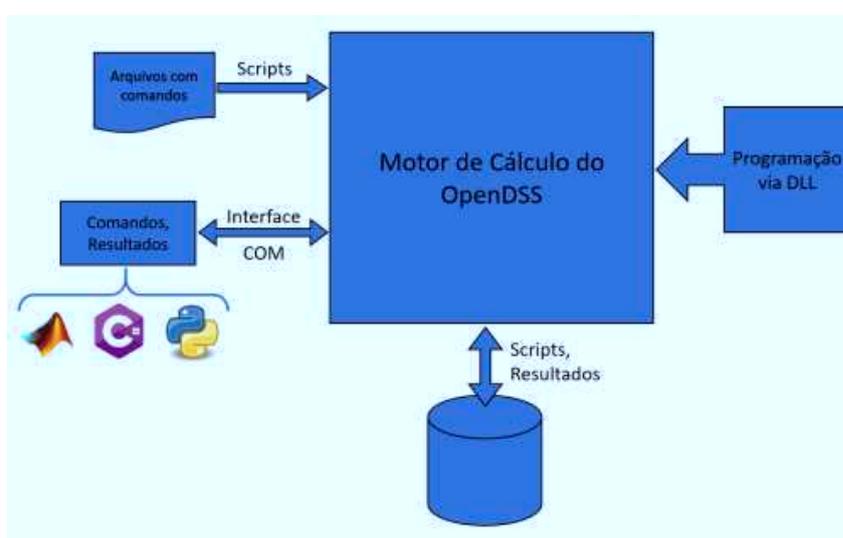
3.2 SOFTWARE OPENDSS

O desenvolvimento do Open Distribution System Simulator (OpenDSS) teve início em 1997 na Electrotek Concepts, Inc. por Roger Dugan e Thomas McDemontt. As principais funções do software consistiam em realizar análises de redes com a presença de GD, sendo uma ferramenta flexível para análises em sistemas de distribuição. Atualmente, no software são permitidas análises de fluxo de potência (instantâneo, diário e anual),

estudos de falhas (curto-circuito), análise de harmônicos (especificando o harmônico e a sequência) e transitórios eletromecânicos.

Além disso, a justificativa pela escolha do software OpenDSS nesta pesquisa diz respeito à sua capacidade de lidar com redes que apresentam unidades de GD e realizar fluxo de potência ao longo de um determinado período. Ademais, outro fator importante está atrelado à adoção do *software* pela ANEEL, conforme a Nota Técnica nº 0057/2014-SRD/ANEEL, a fim de calcular o fluxo de potência das distribuidoras e, conseqüentemente, mensurar o nível de perdas técnicas de forma mais assertiva. Na Figura 16 é apresentado um diagrama que representa a arquitetura do OpenDSS.

Figura 16 – Estrutura do *software* OpenDSS.



Fonte: Adaptado de (FREITAS, 2015).

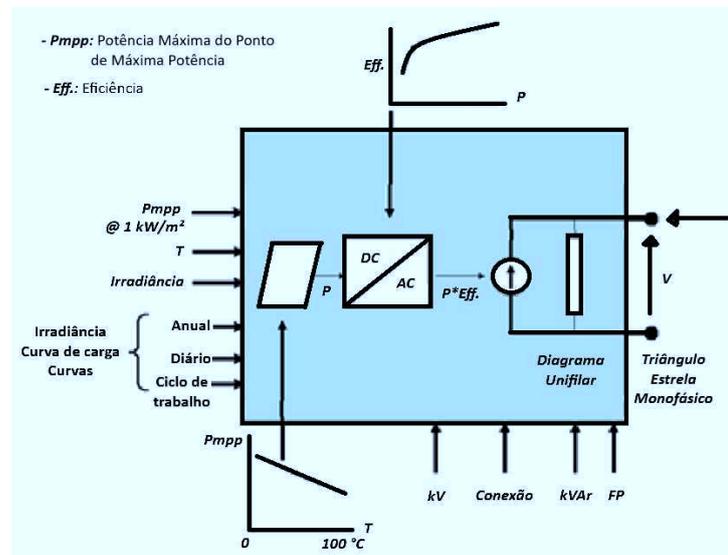
O software OpenDSS permite a realização de diversas funcionalidades relevantes para as operações e a manutenções em redes de distribuição. Além do software possibilitar o cálculo do fluxo de potência nos alimentadores, também permite que os dados necessários para sua execução e os resultados obtidos em suas simulações sejam integrados a outras aplicações. Desse modo, as distribuidoras podem obter inúmeros benefícios, como os cálculos de perdas não técnicas, localização de faltas na distribuição, simulação de rede com recursos energéticos distribuídos, dentre outros.

Para o fluxo de potência, são disponibilizados diversos modos de solução: fluxo de potência instantâneo (Snapshot Power Flow), fluxo de potência diário (Daily Power Flow) e fluxo de potência anual (Yearly Power Flow) (ANEEL, 2014). O cálculo do fluxo de potência é realizado pelo método de injeção das correntes, o qual se baseia na utilização da técnica de decomposição da matriz de admitâncias nodais. A escolha do OpenDSS pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foi motivada não apenas pela sua eficácia, mas também pelo fato de o software ser de código aberto, oferecer a possibilidade de personalização por meio de programação e ser um programa expansível

que permite modificações conforme as necessidades do usuário (ANEEL, 2014).

O módulo fotovoltaico (FV) é um dispositivo de conversão de energia. Conforme ilustrado na Figura 17, o modelo considera que a potência ativa injetada no ponto de interconexão depende de fatores como a irradiação solar, temperatura ambiente, eficiência do inversor, tensão da rede, e a potência nominal do módulo FV no ponto de máxima potência, que geralmente é definida para uma temperatura padrão de 25°C e uma irradiação de 1 kW/m². O arranjo dos geradores fotovoltaicos (GFV) é composto essencialmente por dois componentes principais: os módulos fotovoltaicos e o inversor.

Figura 17 – Diagrama de blocos simplificado do modelo *PVSystem*.



Fonte: Adaptado de (FREITAS, 2015).

3.3 ALGORITMO GENÉTICO

O Algoritmo Genético (AG) é uma técnica de otimização inspirada nos processos de seleção natural e evolução das espécies, conforme proposto por Charles Darwin. Essa abordagem computacional é amplamente utilizada para resolver problemas de otimização complexos, nos quais métodos tradicionais de busca não são eficientes ou apresentam dificuldades em encontrar soluções satisfatórias. Os AGs são baseados na ideia de que as soluções mais aptas a um determinado problema "sobrevivem" e "reproduzem-se", gerando novas soluções, enquanto as menos adequadas são eliminadas do processo ao longo do tempo.

O processo de um AG inicia-se com uma população inicial de soluções possíveis, denominadas indivíduos. Esses indivíduos são geralmente gerados de maneira aleatória ou seguindo algum critério pré-definido. Cada indivíduo é avaliado de acordo com uma função de aptidão (ou função objetivo), que determina quão boa é a solução que ele representa em relação ao problema a ser resolvido. Após essa avaliação, os melhores indivíduos são selecionados para serem combinados, por meio de operadores

de cruzamento (*crossover*), formando novos indivíduos que carregam características genéticas (soluções) de seus "pais". Na Tabela 3, é apresentada a relação de termos computacionais e biológicos.

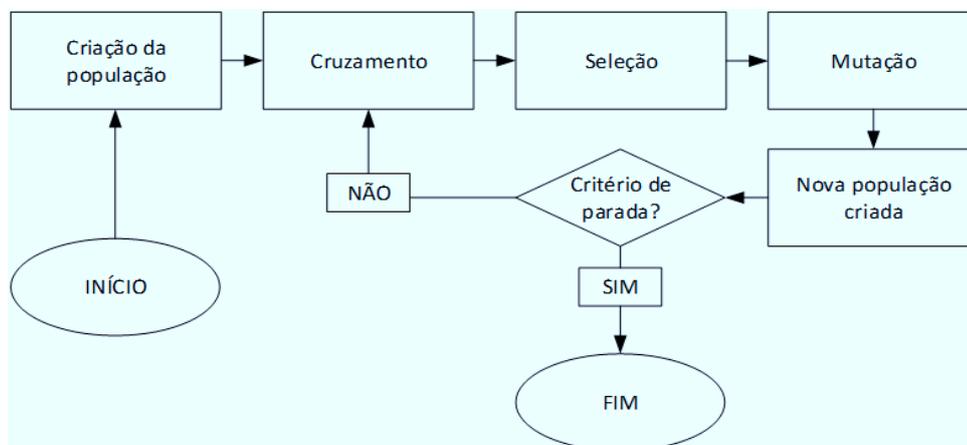
Tabela 3 – Equivalência de termos – Algoritmo Genético.

Algoritmo de busca	Algoritmo Genético
Função objetivo	Seleção natural
Uma solução	Cromossomo, indivíduo
Nova solução	Gene
Conjunto de soluções	População
Iteração	Geração
Época	Conjunto de gerações

Fonte: (DANTAS, 2024).

A flexibilidade dos AGs, combinada com sua capacidade de escapar de mínimos locais e explorar amplamente o espaço de busca, faz com que eles sejam amplamente utilizados em áreas onde outros métodos de otimização encontram dificuldades. Esse procedimento simples é a base para a maioria das aplicações dos AG (MITCHELL, 1998). O fluxograma de funcionamento básico de um AG é apresentado na Figura 18.

Figura 18 – Fluxograma do AG.



Fonte: (DANTAS, 2024).

Os principais operadores do AG são seleção, cruzamento e mutação. A seleção escolhe cromossomos na população para o cruzamento, onde aleatoriamente se escolhe um ponto para trocar subsequências entre dois cromossomos, gerando dois descendentes. O cruzamento imita a recombinação biológica. A mutação altera aleatoriamente alguns bits de um cromossomo, podendo ocorrer em qualquer posição ou em uma string, geralmente afetando uma pequena parte da população (MITCHELL, 1998).

Os parâmetros do AG utilizados no método foram escolhidas com base no espaço de busca do problema e em testes realizados previamente. Vale ressaltar que estes valores podem ser modificados para aplicar o método em outro sistema-teste. Na Tabela 4 é ilustrada a relação de parâmetros do AG definidos para o sistema IEEE de 34 barras.

Tabela 4 – Parâmetros do AG para o sistema IEEE de 34 barras.

Sistema	IEEE 34 barras
Cromossomo	8
População Inicial	16
Cruzamento	20
Mutação	2
Seleção	20
Era	10
Geração	200

Fonte: Autoria própria (2024).

Os valores dos parâmetros do AG na Tabela 4 são definidos considerando a complexidade do sistema (número de barras) e ajustados através de experimentação para alcançar um bom desempenho.

3.4 DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS BESS COM ENERGIA RENOVÁVEL

O modelo de um BESS implementado pelo OpenDSS é genérico, projetado para ser utilizado em estudos de planejamento (DUGAN et al., 2017). Assim, o modelo, representado pelo elemento do OpenDSS denominado *Storage*, não está vinculado às características específicas de uma determinada tecnologia de armazenamento de energia. No entanto, a caracterização de uma tecnologia específica pode ser realizada por meio do ajuste dos seus parâmetros. Esses ajustes estão detalhados na Figura 19.

Figura 19 – Modelo de SAE do OpenDSS.



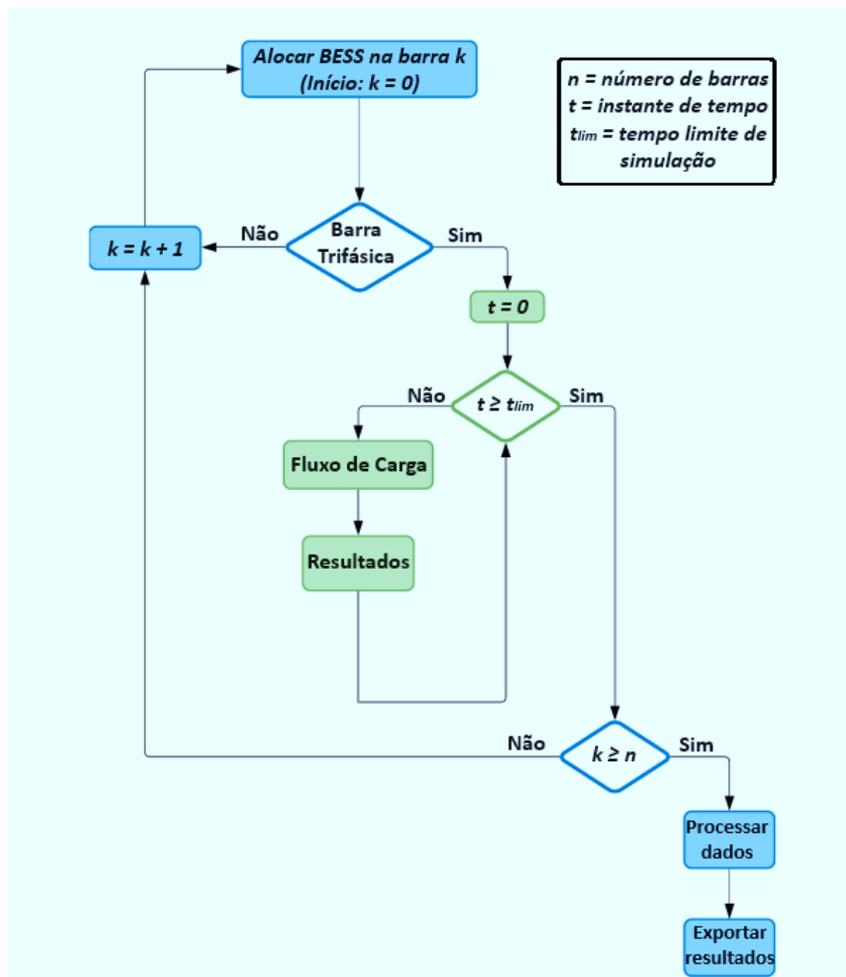
Fonte: Adaptado de (FILHO et al., 2018).

O modelo desenvolvido é capaz de despachar a energia como um gerador (descarga) ou consumi-la (carga) a partir dos valores de sua potência e capacidade de armazenamento de energia, sendo estes parâmetros de entrada do sistema de armazenamento. Outros parâmetros importantes são: a eficiência de carga e descarga que mensura as perdas nas transformações de energia em todo o sistema, a taxa pelo qual o elemento irá descarregar ou carregar em percentual da potência máxima, taxa de autodescarga (levando em consideração a energia requerida para controles internos, aquecimento, resfriamento, etc.), reserva de energia, e demais valores ajustáveis (EPRI, 2011).

Inicialmente, o método denominado Busca Exaustiva (BE) foi utilizado para o estudo da operação de um *BESS* ao longo do sistema-teste IEEE de 34 barras. O uso desse método é importante, uma vez que possibilitará a comparação futura entre os seus resultados e os obtidos com o AG, de modo a contribuir para a análise do desempenho do sistema *BESS*. Além disso, a viabilidade desse método foi restringida para sistemas trifásicos, em virtude de sua eficiência e confiabilidade, pois ele oferece uma representação mais realista e permite uma análise mais abrangente de diferentes condições operacionais.

O processo de BE demanda a resolução de um fluxo de potência utilizando o método de Newton-Raphson para cada instante de tempo que se deseja analisar. A cada resolução, os valores instantâneos de carga do sistema e da injeção de potência do *BESS* são considerados. Ao término de cada fluxo de potência, os valores de tensão e corrente de cada uma das barras do sistema-teste são armazenadas para análise posterior. O procedimento descrito é ilustrado na Figura 20, no qual a parte simulada via Python está destacada em azul e a simulada no OpenDSS, em verde.

Figura 20 – Metodologia da busca exaustiva.



Fonte: Adaptado de (MORAIS FILHO, 2020).

O fluxo apresentado descreve o princípio de funcionamento de um sistema de simulação para alocação de um sistema *BESS* em uma rede de barras trifásicas. O processo começa com a alocação do *BESS* na barra k , iniciando com $k = 0$. Em seguida, há uma verificação para determinar se a barra atual é trifásica. Caso não seja, o valor de k é incrementado em 1, e o processo retorna para a alocação do *BESS* na próxima barra. Se a barra for trifásica, o tempo t é inicializado em 0. A simulação então verifica se o tempo t é maior ou igual ao tempo limite de simulação ($t \geq t_{\text{lim}}$). Caso não seja, é executado um fluxo de carga e os resultados são armazenados. Esse processo continua até que t atinja ou ultrapasse t_{lim} . Após completar o ciclo para a barra atual, o sistema verifica se k é maior ou igual ao número total de barras n . Se k não atingiu esse limite, k é incrementado, e o processo reinicia para a próxima barra. Se k for maior ou igual a n , o sistema procede ao processamento dos dados e exporta os resultados. Esse ciclo se repete até que todos os cenários possíveis de alocação do *BESS* nas barras trifásicas da rede sejam simulados, processados e exportados.

Capítulo 4

Análise dos Resultados

Neste capítulo são apresentados e discutidos os resultados obtidos provenientes dos casos, que podem ser compostos por turbinas eólicas, plantas fotovoltaicas, incluindo ou não sistemas de armazenamento de energia elétrica. Além disso, para cada um dos casos, será realizada uma análise financeira dos custos envolvidos e do tempo de retorno do investimento. As possíveis configurações utilizadas são observadas na Tabela 5.

Tabela 5 – Cenários analisados.

1	Eólica + BESS
2	Fotovoltaica + BESS

Fonte: Autoria própria (2024).

Considerando diferentes modelos de turbinas eólicas e placas fotovoltaicas, foi realizada uma análise dos resultados para o sistema BESS. A função objetivo do método foi elaborada conforme a Equação 11 e visa a minimização das perdas.

$$\Delta E = \sum_{j=1}^m T_j \sum_{k=1}^n \Delta P_{jk} \quad (11)$$

Em que:

- m é o número de níveis em que a curva de duração de carga é segmentada;
- T_j duração do nível de curva j ;
- n é o número de trechos do alimentador;
- ΔP_{jk} são as perdas ativas no trecho k , que termina na barra k ao nível de carga j .

Foram analisados dois modelos de turbinas eólicas em relação aos dois casos mencionados. As características técnicas dessas turbinas estão apresentadas na Tabela 6, sendo escolhidas com base nas turbinas amplamente instaladas em parques eólicos brasileiros, o que garante a representatividade dos resultados. A seleção de diferentes modelos foi buscando avaliar como cada um deles se comporta sob diferentes condições operacionais, de modo a obter uma análise mais abrangente e resultados variados. O

parâmetro *cut-in* refere-se à velocidade mínima para que a turbina inicie o processo de geração de energia. Por outro lado, o *cut-off* indica a velocidade máxima do vento, acima da qual a turbina interrompe a geração.

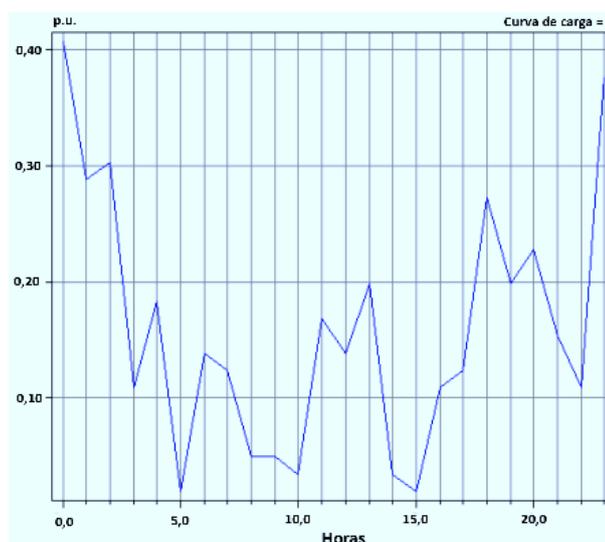
Tabela 6 – Dados de turbinas eólicas utilizadas neste trabalho.

Fabricante	Gamesa	GE Energy
Modelo	G114/2000	1.6-82.5
Potência Nominal (kW)	2.000,0	1.600,0
Cut-in (m/s)	2,5	3,0
Velocidade Nominal (m/s)	12,5	12,0
Cut-off (m/s)	25,0	25,0
Altura do Hub (m)	60,0	100,0

Fonte: Autoria própria (2024).

Os dados da velocidade do vento foram obtidos no site do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) e são referentes ao ano de 2024 da cidade de Campina Grande. Para os estudos de caso deste trabalho, foi selecionado um dia típico da velocidade do vento dentro dos dados do INMET que pode ser observado na Figura 21.

Figura 21 – Curva de velocidade do vento diária utilizada.



Fonte: Autoria própria (2024).

Para que as energias fotovoltaicas possam operar de forma semelhante à energia eólica, é fundamental realizar uma análise detalhada de sistemas de minigeração fotovoltaica, que abrangem potências instaladas superiores a 75 kW e até 5 MW, ou de usinas fotovoltaicas, que possuem potências superiores a 5 MW. Esses sistemas são essenciais para garantir que a energia solar, assim como a eólica, possa contribuir de forma significativa para a matriz energética do país, tanto em termos de geração quanto de estabilidade do sistema. O Brasil, por sua localização geográfica privilegiada, é considerado um dos países com maior potencial para a aplicação da tecnologia fotovoltaica em larga escala. Sua vasta extensão territorial e altos índices de insolação ao longo do ano criam condições favoráveis para a geração de energia solar. Esse potencial pode ser explorado

tanto em sistemas de microgeração distribuída, que são mais comuns em residências e pequenas empresas, quanto em projetos de maior escala, como a minigeração e as usinas solares, que visam abastecer redes de distribuição de forma mais ampla. A projeção é que, nos próximos anos, a energia fotovoltaica se torne uma das fontes mais expressivas de eletricidade na matriz energética brasileira.

Atualmente, a matriz elétrica do Brasil é predominantemente composta por usinas hidrelétricas, que fornecem a maior parte da eletricidade consumida no país. No entanto, há uma crescente necessidade de diversificar as fontes de energia para garantir a segurança energética, especialmente em períodos de seca, que afetam os níveis dos reservatórios e, conseqüentemente, a geração de energia hídrica. Nesse contexto, a geração fotovoltaica se encaixa de maneira excelente na complementariedade do sistema elétrico nacional, ajudando a equilibrar a oferta de energia, especialmente em regiões com alta incidência solar durante o ano (FORTES, 2016). Na Tabela 7 são apresentadas as características técnicas das placas analisadas, incluindo aspectos como eficiência de conversão, capacidade de geração em diferentes condições climáticas e durabilidade ao longo do tempo. Optou-se por utilizar diferentes modelos de placas fotovoltaicas a fim de obter uma variedade de resultados e, assim, entender qual tecnologia é mais adequada para cada tipo de instalação, seja ela de minigeração ou em grandes usinas solares.

Tabela 7 – Dados de placas fotovoltaicas utilizadas neste trabalho.

Fabricante	Canadian Solar	Jinko Solar
Modelo	HiKu7 CS7N-MS	Tiger Neo N-type
Potência Nominal (W)	670,0	620,0
Eficiência (%)	21,4	22,0
Tipo de Célula	Monocristalina	Monocristalina

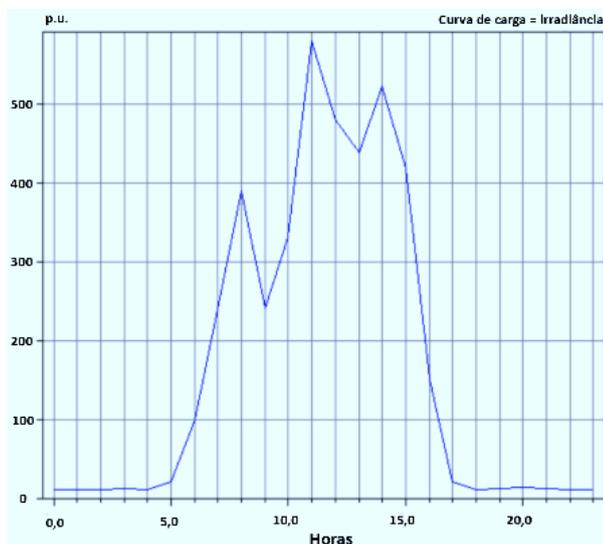
Fonte: Autoria própria (2024).

O Brasil, por sua localização geográfica privilegiada, é considerado um dos países com maior potencial para a aplicação da tecnologia fotovoltaica em larga escala. Sua vasta extensão territorial e altos índices de insolação ao longo do ano criam condições favoráveis para a geração de energia solar. Esse potencial pode ser explorado tanto em sistemas de microgeração distribuída, que são mais comuns em residências e pequenas empresas, quanto em projetos de maior escala, como a minigeração e as usinas solares, que visam abastecer redes de distribuição de forma mais ampla. A projeção é que, nos próximos anos, a energia fotovoltaica se torne uma das fontes mais expressivas de eletricidade na matriz energética brasileira.

Além de contribuir para a segurança energética, a expansão da energia fotovoltaica no Brasil também traz benefícios ambientais, uma vez que se trata de uma fonte renovável e limpa, que não emite gases de efeito estufa durante seu funcionamento. A adoção crescente dessa tecnologia pode ajudar o país a atingir suas metas de redução de emissões, conforme estabelecido em acordos internacionais como o Acordo de Paris.

Nas Figuras 22 e 23 é possível observar as curvas de irradiância e temperatura, sendo os dados referentes as curvas fornecidos pela Universidade Federal de Alagoas.

Figura 22 – Curva de irradiância diária.



Fonte: Autoria própria (2024).

Figura 23 – Curva de temperatura diária.



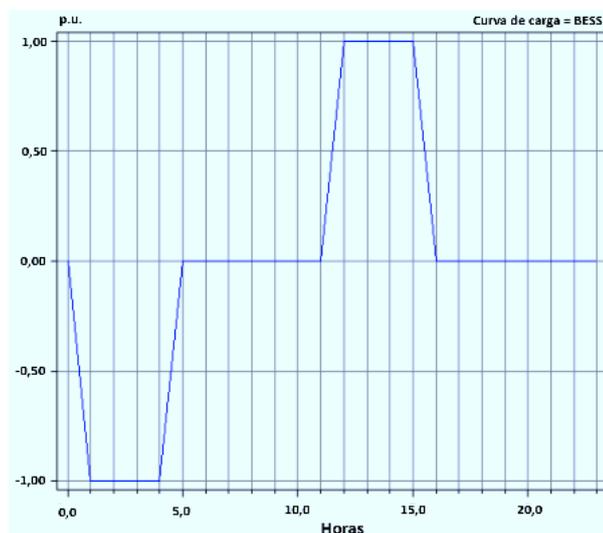
Fonte: Autoria própria (2024).

Neste estudo, considerou-se que todas as cargas do sistema seguem o perfil diário de potência ativa e reativa. É importante salientar que, embora o perfil de carga impacte os resultados dos métodos propostos, ele não compromete a aplicabilidade geral dos métodos para diferentes cenários com variados perfis de demanda. Na Figura 24 é representada a curva de carga num período de 24 horas do próprio OpenDSS.

Figura 24 – Curva de carga diária *default*.

Fonte: Autoria própria (2024).

Na Figura 25 é possível observar a curva de carga e descarga do sistema de armazenamento de energia elétrica, cujo momento de carga e descarga das baterias foi escolhido conforme as demandas máximas e mínimas encontradas na curva de carga *default* do OpenDSS.

Figura 25 – Curva de carga e descarga diária do *BESS*.

Fonte: Autoria própria (2024).

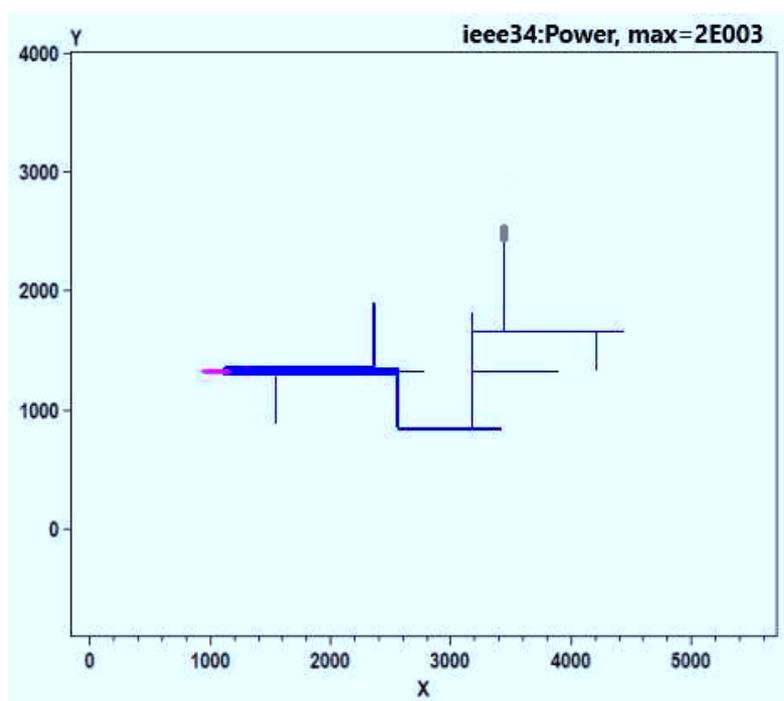
Informações relevantes, como a potência total instalada no sistema, a demanda ao longo de 24 horas e as tensões correspondentes são detalhadamente descritas na Tabela 8 para referência e análise. Além disso, o fluxo de potência do sistema-teste utilizado pode ser observado na Figura 26.

Tabela 8 – Dados do sistema IEEE de 34 barras.

Sistema	IEEE 34 Barras
Número de barras	34
Potência instalada (kW)	3.220
Demanda diária (kWh)	86.410
Tensão nominal (kV)	4,80
Tensão mínima (pu)	0,9678
Tensão máxima (pu)	1,0488
Perdas de energia diária (kW)	2,65

Fonte: Autoria própria (2024).

Figura 26 – Fluxo de potência do sistema-teste IEEE de 34 barras.



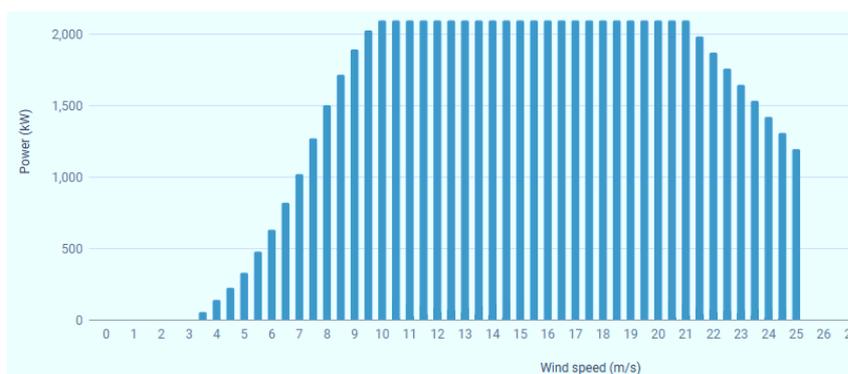
Fonte: Autoria própria (2024).

Ao analisar a Figura 26, é possível observar o fluxo de potência do sistema-teste, onde cada linha azul indica o fluxo de potência ao longo das linhas de distribuição. A espessura das linhas azuis está diretamente relacionada à quantidade de potência que flui por elas, ou seja, quanto mais espessa a linha, maior o fluxo de potência naquela parte da rede. A linha rosa, destacada na imagem, representa a subestação do alimentador. O tronco principal do sistema de distribuição apresenta o maior fluxo de potência, evidenciado pela maior largura das linhas azuis. Além disso, nota-se que nas barras terminais, o fluxo de potência é visivelmente menor, refletindo a redução de carga conforme se afasta da subestação e se aproxima das extremidades do sistema.

4.1 SISTEMA EÓLICO E FOTOVOLTAICO

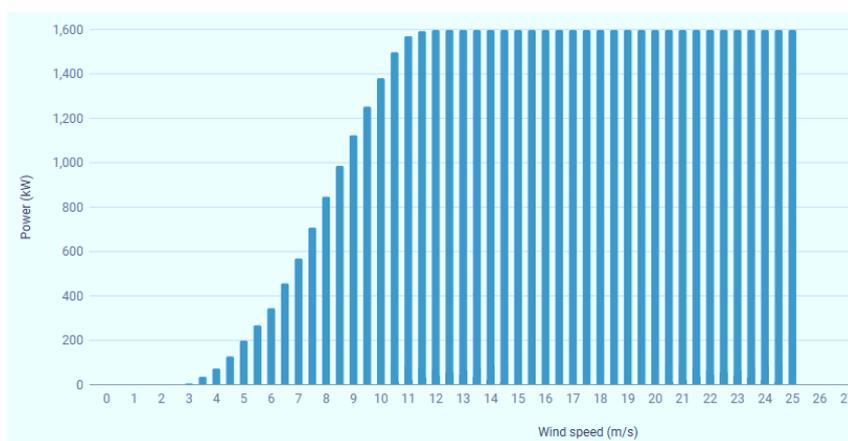
Em relação aos modelos de turbinas eólicas, foram consultadas as curvas para estimação de potência em THE WIND POWER (2024), a fim de obter informações detalhadas sobre o desempenho dessas turbinas em diferentes condições de vento. Essas curvas são fundamentais para entender o desempenho das turbinas em termos de geração de energia e eficiência operacional. Na Figura 27, é possível observar a curva de potência referente ao modelo G114/2000, sendo utilizada em parques eólicos de médio porte. Essa curva ilustra as variações de potência em função da velocidade do vento, destacando os valores de *cut-in*, *cut-off*, potência nominal, e potência máxima. De forma similar, na Figura 28, é apresentada a curva de potência do modelo GE Energy - 1.6/82.5, uma turbina com menor capacidade instalada, voltada principalmente para aplicação em projetos de menor escala.

Figura 27 – Curva de Potência - G114/2000.



Fonte: (THE WIND POWER, 2024).

Figura 28 – Curva de Potência - GE Energy - 1.6/82.5.

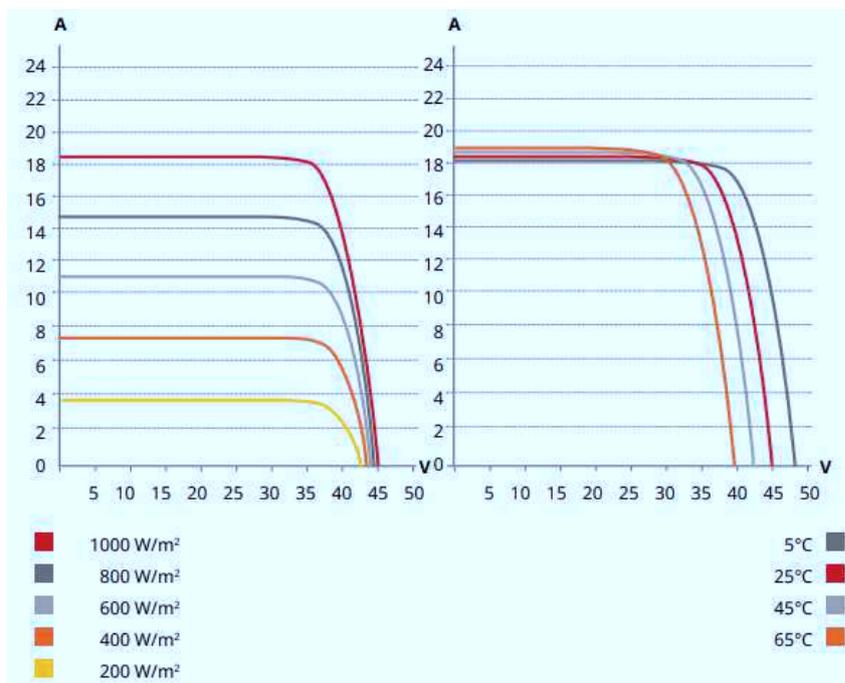


Fonte: (THE WIND POWER, 2024).

Outrora, também foram consultadas as curvas dos painéis fotovoltaicos no próprio *datasheet* de cada modelo, no qual foram representadas as curvas Corrente (I) versus Tensão (V) para ambos os modelos e Potência (P) versus Tensão (V) apenas para o modelo Tiger Neo N-type de 620 W da fabricante Jinko que foi encontrado no *datasheet*.

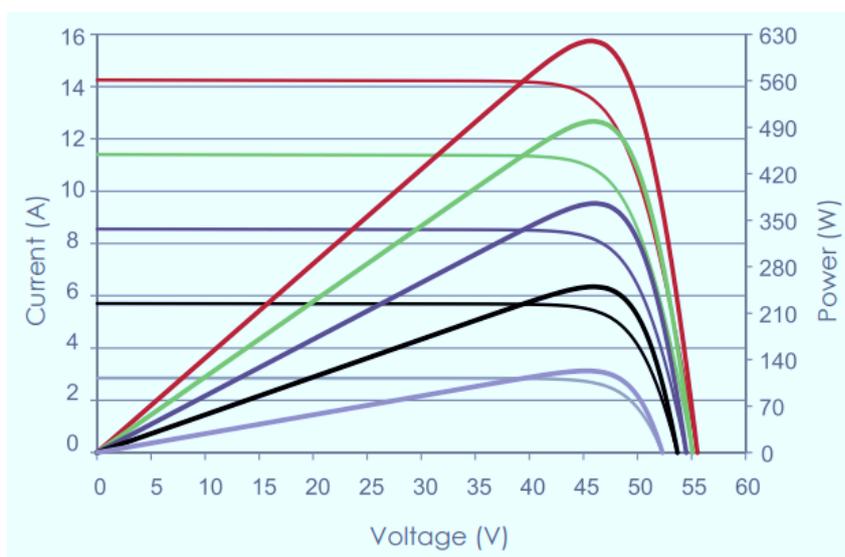
As informações sobre cada um dos modelos de placas fotovoltaicas podem ser observadas nas Figuras 29 e 30.

Figura 29 – Curva $I \times V$ - Canadian Solar.



Fonte: (SOLAR, 2024a).

Figura 30 – Curva $I \times V$ e $P \times V$ - Jinko Solar.



Fonte: (SOLAR, 2024b).

Os estudos de caso foram divididos conforme mencionado anteriormente com o objetivo de realizar as análises em diferentes cenários e avaliar qual o desempenho de um sistema *BESS* para as redes de distribuição, quando este atua em conjunto com fontes renováveis.

4.2 1º ESTUDO DE CASO

Nesta subseção, cada arranjo possui uma turbina eólica e um *BESS* com potência nominal de 1 MW, armazenamento nominal de 4 MWh e fator de potência de 0,92. Os estudos de caso deste tópico compartilham alguns aspectos em comum, como o número de turbinas eólicas instaladas, a potência eólica, a energia gerada diariamente, o custo de instalação e o custo de operação das turbinas. Isso se deve ao uso do mesmo modelo e da mesma quantidade de turbinas em todos os casos, além de utilizarem a mesma curva de velocidade do vento, resultando na geração da mesma quantidade de energia elétrica.

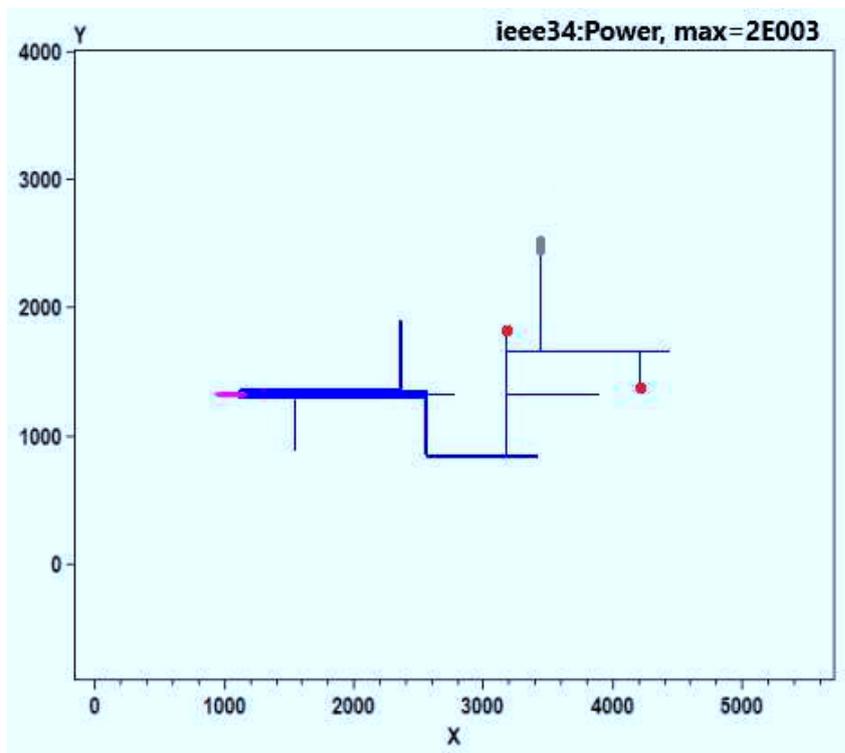
4.2.1 Turbina Eólica - Gamesa G114/2000

O primeiro modelo de turbina utilizado nas simulações foi o G114/2000. Tanto os parâmetros do AG quanto os da BE foram aplicados para simulações com e sem o sistema de armazenamento *BESS*. Para garantir a confiabilidade dos resultados, foram realizadas cinco execuções para cada cenário, com o objetivo de verificar a convergência para o ótimo ou identificar eventuais divergências. O AG se destacou pela sua precisão de 100%, enquanto a BE apresentou uma exatidão de 90%, o que reflete uma ligeira diferença na eficiência entre os dois métodos. A proposta inicial, sem o sistema de armazenamento *BESS*, sugere a instalação de duas turbinas utilizando o modelo G114/2000 nas barras 25 e 33. A Figura 31 ilustra o fluxo de potência no sistema.

Quando o sistema de armazenamento *BESS* é incorporado ao projeto, há uma mudança estratégica nas localizações recomendadas para as turbinas. Nesse caso, as turbinas devem ser instaladas nas barras 15 e 23, conforme indicado pelos pontos vermelhos representados no fluxo de potência da Figura 32. Essa configuração, com o *BESS* operando em conjunto com as turbinas, proporciona uma maior flexibilidade na operação do sistema, melhorando a capacidade de gerenciamento de energia e otimizando o uso dos recursos renováveis. A presença do sistema *BESS* contribui para maior eficiência no atendimento à demanda, em períodos de baixa geração.

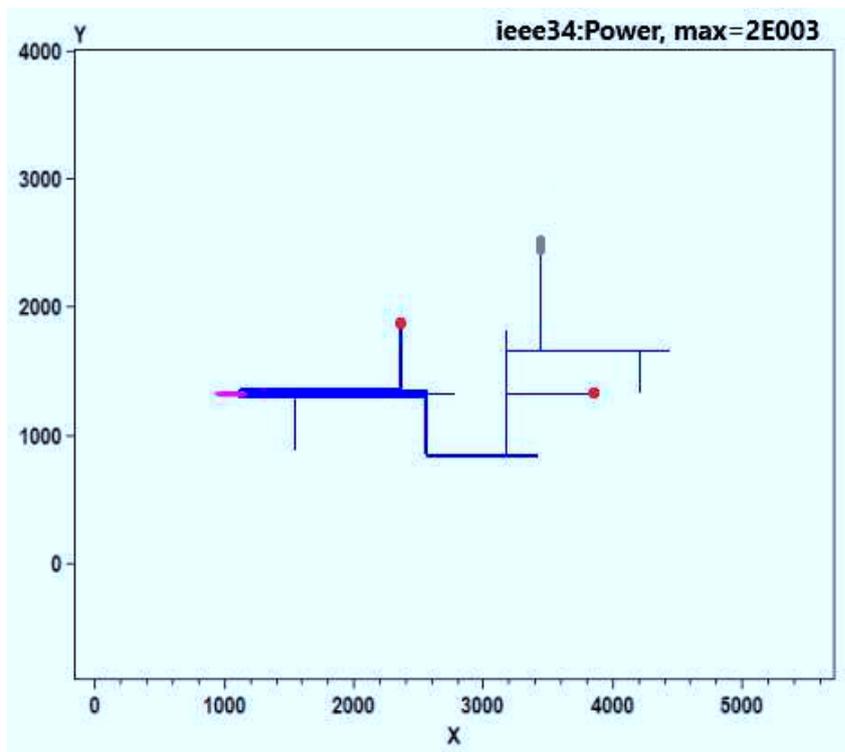
Em todos os cenários, observou-se que as turbinas eólicas são estrategicamente instaladas próximas às barras terminais do sistema de distribuição. Esse posicionamento maximiza a eficiência do sistema ao minimizar as perdas de transmissão. Na Tabela 9 é apresentada uma comparação detalhada entre sistemas com e sem armazenamento, considerando variáveis como número de turbinas, potência e energia eólica gerada, energia armazenada, demanda diária, perdas e reduções percentuais de perdas, além de custos de instalação e operação e o *payback*.

Figura 31 – Fluxo de potência para o modelo Gamesa - G114/2000 sem sistema *BESS*.



Fonte: Autoria própria (2024).

Figura 32 – Fluxo de potência para o modelo Gamesa - G114/2000 com sistema *BESS*.



Fonte: Autoria própria (2024).

Tabela 9 – Tabela de comparação entre sistemas com e sem armazenamento - Gamesa G114/2000.

Sistema de armazenamento	Sem armazenamento		Com armazenamento	
	AG	BE	AG	BE
Barras	25 33	25 33	15 23	15 23
Nº de Turbinas	2	2	2	2
Potência eólica (kW)	4.000	4.000	4.000	4.000
Potência armazenada (kW)	-	-	2.000	2.000
Energia diária (kWh)	15.680	15.680	15.920	15.920
Armaz. diário (kWh)	-	-	8.000	8.000
Demanda diária (kWh)	83.220	83.220	81.720	81.720
Penetração (%)	18,79	18,79	19,02	19,02
Tensão máxima (pu)	1,0491	1,0491	1,0453	1,0453
Tensão mínima (pu)	0,9715	0,9715	0,9703	0,9703
Perdas diárias (kWh)	2.540	2.540	2.470	2.470
Redução perdas diárias (%)	5,04	5,04	7,23	7,23
Custo - Eólica (R\$)	20.000.000	20.000.000	20.000.000	20.000.000
Custo - BESS (R\$)	-	-	1.500.000	1.500.000
Custo - Op. diária (R\$)	794,89	794,89	794,89	794,89
Payback (meses)	158	158	102	102

Fonte: Autoria própria (2024).

A instalação dos arranjos híbridos alcançou 4.000 kW de potência eólica, com uma geração aproximada de 15.680 kWh de energia sem armazenamento e 15.920 kWh de energia com armazenamento. O custo de instalação foi de R\$ 20,00 milhões, enquanto o custo de operação diária ficou em R\$ 794,89. É importante ressaltar que os limites de tensão estabelecidos pela ANEEL não foram excedidos.

Ao analisar o método sem a instalação do sistema de armazenamento, observa-se que tanto o AG quanto a BE convergiram para o mesmo ótimo, com o AG alcançando 100% de precisão e a BE, 80%. Com a instalação do modelo de turbina Gamesa G114/2000 nas barras 25 e 33, obtém-se uma penetração eólica de 18,79%, uma demanda diária de 83.220 kWh na origem do alimentador e uma redução de 5,04% nas perdas. Nessa configuração, o *payback* é de aproximadamente 158 meses.

Assim como no caso anterior, tanto o AG quanto a BE convergiram para o mesmo ótimo, porém o AG apresentou maior precisão. Ao analisar o método com a instalação de turbinas eólicas em conjunto com o sistema de armazenamento, sugere-se a instalação das turbinas nas barras 15 e 23. O sistema de armazenamento possui uma potência instalada de 2.000 kW e uma capacidade diária de 8.000 kWh. Com essa configuração, a demanda diária na origem do alimentador é de 81.720 kWh, a penetração eólica é de 19,02% e a redução das perdas atinge 7,23%. O custo de implementação do sistema de armazenamento é de R\$ 1,50 milhões e, somando com os custos da energia eólica, o

payback estimado é de aproximadamente 102 meses.

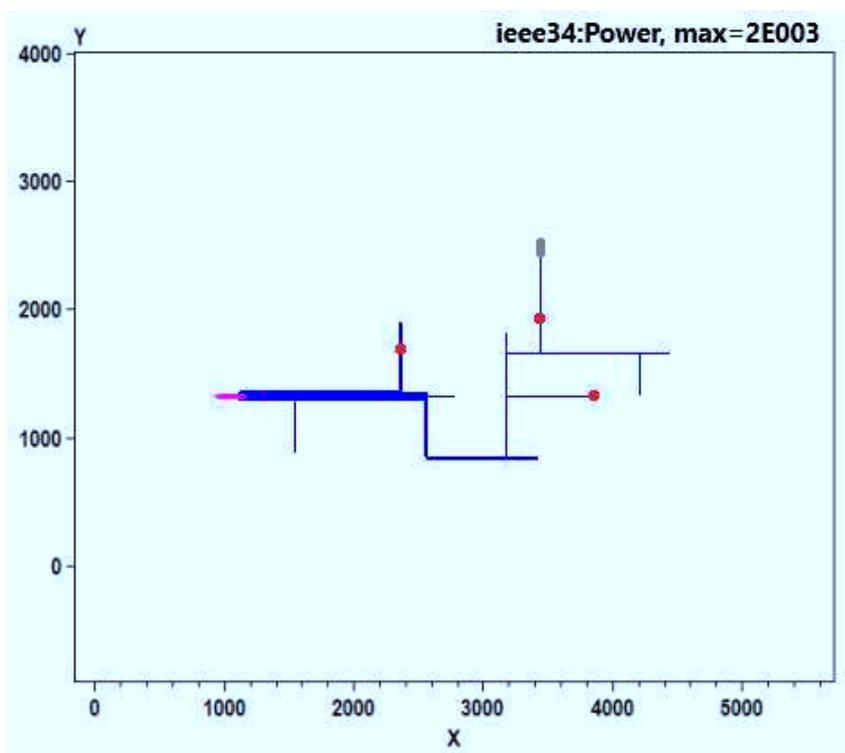
4.2.2 Turbina Eólica - GE Energy – 1.6/82.5

A turbina 1.6/85.5, fabricada pela GE Energy, foi o segundo modelo utilizado para este estudo de caso. Durante as análises, tanto o AG quanto a BE alcançaram o mesmo ótimo em termos de localização e desempenho das turbinas. No caso do modelo de turbina GE Energy, todas as execuções do AG convergiram para o mesmo ótimo, demonstrando uma elevada confiabilidade no processo de otimização. No entanto, quando utilizamos o método de busca exaustiva, a exatidão obtida foi consideravelmente inferior, alcançando apenas 70% de precisão, tanto para o cenário que contempla o armazenamento de energia quanto para o cenário sem essa funcionalidade.

Ambos os métodos de otimização, apesar de suas diferenças em termos de precisão e abordagem, convergiram para a necessidade da instalação de três turbinas eólicas, todas utilizando o modelo GE Energy 1.6/82.5, amplamente reconhecido por sua robustez e eficiência em uma ampla gama de condições operacionais. Esse modelo se destaca por sua confiabilidade, sendo uma escolha ideal para maximizar a geração de energia mesmo em ambientes com variações significativas de vento. Vale destacar que os resultados obtidos através de métodos meta-heurísticos são sensíveis à estimativa inicial, devido à natureza dos processos envolvidos, como cruzamento, seleção e mutação.

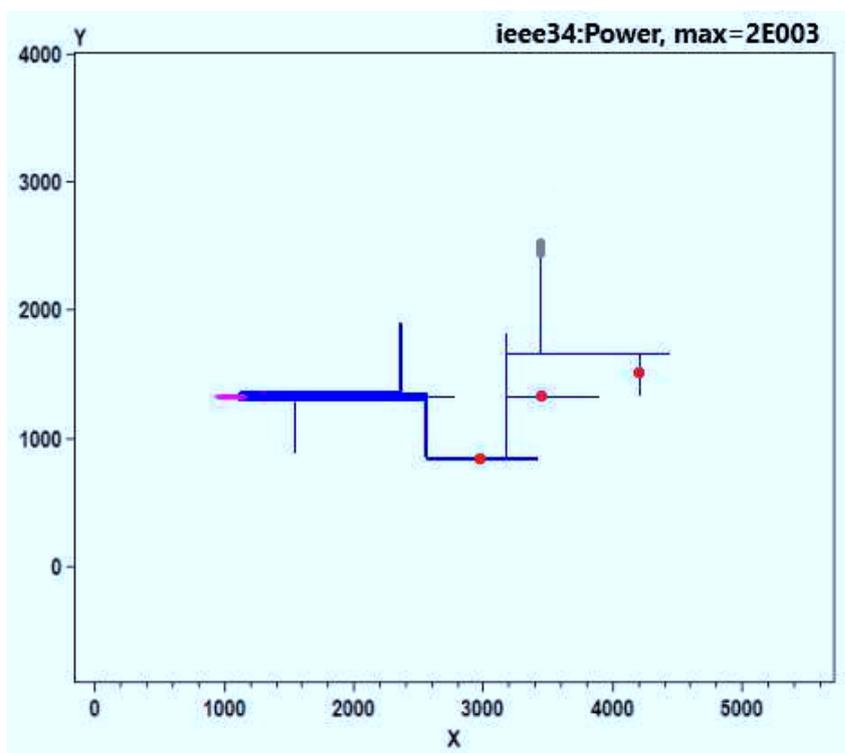
No cenário em que o sistema de armazenamento *BESS* não foi considerado, as turbinas foram estrategicamente recomendadas para serem instaladas nas barras 12, 23 e 29. A escolha dessas barras não foi aleatória; ela se baseia em critérios técnicos que levam em consideração a proximidade com pontos de alta demanda de energia, garantindo que a geração seja otimizada para atender de forma eficiente as necessidades da rede. Além disso, essa localização estratégica ajuda a minimizar as perdas ao longo da transmissão. Por outro lado, no cenário em que o sistema de armazenamento *BESS* foi incluído, a instalação das turbinas foi sugerida para as barras 16, 21 e 30. Na Tabela 10 é possível observar a comparação entre sistemas com e sem armazenamento de energia.

Figura 33 – Fluxo de potência para o modelo GE Energy - 1.6/82.5 sem sistema *BESS*.



Fonte: Autoria própria (2024).

Figura 34 – Fluxo de potência para o modelo GE Energy - 1.6/82.5 com sistema *BESS*.



Fonte: Autoria própria (2024).

Tabela 10 – Tabela de comparação entre sistemas com e sem armazenamento - GE Energy - 1.6/82.5.

Sistema de armazenamento	Sem armazenamento		Com armazenamento	
	AG	BE	AG	BE
Barras	12 23 29	12 23 29	16 21 30	16 21 30
Nº de Turbinas	3	3	3	3
Potência eólica (kW)	4.800	4.800	4.800	4.800
Potência armazenada (kW)	-	-	3.000	3.000
Energia diária (kWh)	16.753	16.753	16.028	16.028
Armaz. diário (kWh)	-	-	12.000	12.000
Demanda diária (kWh)	85.720	85.720	83.890	83.890
Penetração (%)	18,44	18,44	18,76	18,76
Tensão máxima (pu)	1,0372	1,0372	1,0398	1,0398
Tensão mínima (pu)	0,9826	0,9826	0,9832	0,9832
Perdas diárias (kWh)	2.620	2.620	2.495	2.495
Redução perdas diárias (%)	4,27	4,27	6,88	6,88
Custo - Eólica (R\$)	22.500.000	22.500.000	22.500.000	22.500.000
Custo - BESS (R\$)	-	-	1.500.000	1.500.000
Custo - Op. diária (R\$)	822,37	822,37	822,37	822,37
Payback (meses)	174	174	109	109

Fonte: Autoria própria (2024).

A instalação dos arranjos híbridos atingiu 4.800 kW de potência eólica, com uma geração aproximada de 16.753 kWh sem armazenamento e 16.028 kWh de energia com armazenamento. O custo de instalação foi de R\$ 22,50 milhões, e o custo diário de operação ficou em R\$ 822,37. Vale destacar que os limites de tensão estabelecidos pela ANEEL foram respeitados.

No método sem o sistema de armazenamento, tanto o AG quanto a BE convergiram para o mesmo ótimo, sendo que o AG alcançou 100% de precisão e a BE, 70%. Com a instalação das turbinas GE Energy - 1.6/82.5 nas barras 12, 23 e 29, obtém-se uma penetração eólica de 18,44%, uma demanda diária de 85.720 kWh na origem do alimentador, e uma redução de 4,27% nas perdas. Com essa configuração, o *payback* é de cerca de 174 meses.

Da mesma forma, no cenário com armazenamento, tanto o AG quanto a BE convergiram para o mesmo ótimo, com o AG mostrando maior precisão. Nesse caso, a instalação das turbinas eólicas nas barras 16, 21 e 30, juntamente com o sistema de armazenamento de 3.000 kW de potência instalada e 12.000 kWh de capacidade diária, resultou em uma demanda diária de 83.890 kWh, uma penetração eólica de 18,76% e uma redução de 6,88% nas perdas. O custo de implementação do sistema de armazenamento foi de R\$ 1,50 milhões, e, ao somar com os custos da energia eólica, o *payback* estimado foi de aproximadamente 109 meses.

4.3 2º ESTUDO DE CASO

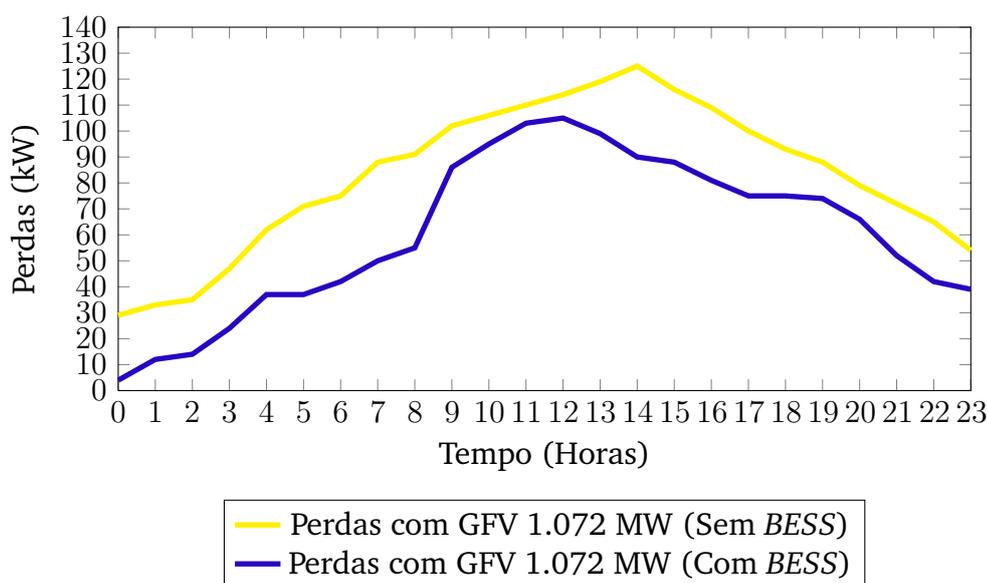
Nesta subseção, cada arranjo inclui uma usina fotovoltaica de 1 MW e um *BESS* com potência nominal de 1 MW, armazenamento de 4 MWh e fator de potência de 0,92. Como no primeiro estudo de caso, os casos analisados compartilham características como o número e a potência das placas, a energia gerada diariamente, e os custos de instalação e operação. Isso se deve ao uso do mesmo modelo e quantidade de placas, além da mesma curva de irradiância e temperatura, resultando na geração idêntica de energia elétrica.

4.3.1 Usina Fotovoltaica - Canadian Solar HiKu7 CS7N-MS

O primeiro modelo de placa utilizado neste estudo foi o HiKu7 CS7N-MS, da Canadian, escolhido por sua alta eficiência e confiabilidade. Para uma usina fotovoltaica de 1 MW, estima-se a necessidade de 1.493 placas desse modelo. No entanto, para otimizar a operação e garantir uma margem de segurança, tanto com quanto sem o sistema *BESS*, foi recomendada a instalação de 1.600 placas, resultando em uma capacidade instalada de aproximadamente 1,072 MW.

Nas análises, o AG demonstrou desempenho superior, com 100% de precisão nos cálculos e otimizações, enquanto a BE apresentou uma exatidão um pouco menor, em torno de 90%. Essa diferença reflete as particularidades de cada método de otimização, com o AG mostrando maior precisão em cenários complexos de geração fotovoltaica. A Figura 35 detalha os cálculos das perdas de energia relacionadas ao GFV, usados para avaliar a eficiência do sistema.

Figura 35 – Perdas da GFV - Modelo Canadian Solar HiKu7 CS7N-MS.



Fonte: Autoria própria (2024).

Conforme ilustrado na Figura 35, observando a curva amarela que representa o sistema GFV sem *BESS*, as perdas atingiram aproximadamente 125 kW às 14 h, o que equivale a 11,67% da capacidade total instalada. Esse cenário destaca a magnitude das perdas quando o sistema opera sem um armazenamento eficiente. No entanto, após a inserção do sistema *BESS*, observou-se uma redução significativa nas perdas ao longo de todo o dia. A maior perda registrada com o *BESS* foi de 105 kW às 12 h, representando 9,79% da capacidade instalada. Isso evidencia uma melhoria clara no desempenho do sistema, com uma diferença percentual de 1,88%, o que comprova a eficiência da implementação do sistema de armazenamento *BESS* em conjunto com a GFV.

Durante o intervalo entre 0 h e 14 h, observa-se que a demanda permanece inferior à geração, o que provoca um aumento gradual nas perdas ao longo desse período, uma vez que a energia gerada excede o consumo. Após esse ponto, com a diminuição da geração ao longo do dia, há uma rápida elevação nas perdas, devido à combinação de uma alta demanda de energia e uma redução na geração via GFV. Isso destaca a importância do *BESS* para estabilizar o sistema, aproveitando a energia excedente gerada e reduzindo as perdas, especialmente em momentos em que a demanda supera a capacidade de geração imediata. Na Tabela 11 é possível observar a comparação entre sistemas com e sem armazenamento para esse modelo.

Tabela 11 – Tabela de comparação entre sistemas com e sem armazenamento - Canadian Solar HiKu7 CS7N-MS.

Sistema de armazenamento	Sem armazenamento		Com armazenamento	
	AG	BE	AG	BE
Barras	12 23 29	12 23 29	16 21 30	16 21 30
Nº de placas	1.493	1.493	1.493	1.493
Potência fotovoltaica (kW)	1.072	1.072	1.072	1.072
Potência armazenada (kW)	-	-	700	700
Energia diária (kWh)	4.007	4.007	3.988	3.988
Armaz. diário (kWh)	-	-	12.000	12.000
Demanda diária (kWh)	22.442	22.442	21.924	21.924
Penetração (%)	19,23	19,23	19,74	19,74
Tensão máxima (pu)	1,0211	1,0211	1,0347	1,0347
Tensão mínima (pu)	0,9882	0,9882	0,9992	0,9992
Perdas diárias (kWh)	125	125	105	105
Redução perdas diárias (%)	5,88	5,88	7,53	7,53
Custo - Fotovoltaica (R\$)	4.000.000	4.000.000	4.000.000	4.000.000
Custo - <i>BESS</i> (R\$)	-	-	1.500.000	1.500.000
Custo - Op. diária (R\$)	225,84	225,84	225,84	225,84
Payback (meses)	114	114	88	88

Fonte: Autoria própria (2024).

A instalação dos arranjos híbridos atingiu 1.072 kW de potência fotovoltaica, gerando 4.007 kWh sem armazenamento e 3.988 kWh com armazenamento. O custo total de instalação foi de R\$ 4,00 milhões, com custo operacional diário de R\$ 225,84. Os limites de tensão da ANEEL foram respeitados.

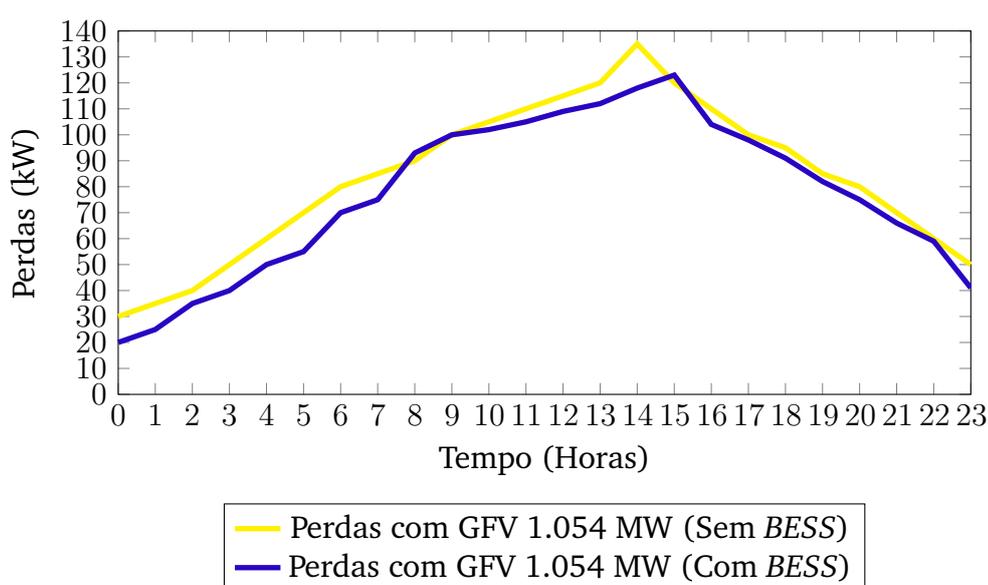
No cenário sem armazenamento, tanto o AG quanto a BE convergiram para o ótimo, com o AG alcançando 100% de precisão e a BE superando 80%. A geração diária foi de 4.007 kWh, com uma demanda de 22.442 kWh e penetração de 19,23%. As tensões variaram entre 0,9882 pu e 1,0983 pu, com redução de perdas diárias de 5,88%. O *payback* estimado foi de 114 meses.

Com armazenamento, o AG mostrou maior precisão. Com 700 kW de potência e 12.000 kWh de capacidade de armazenamento, a energia diária foi de 3.988 kWh, a demanda caiu para 21.984 kWh, e as perdas reduziram-se em 7,53%. O custo de implementação do *BESS* foi de R\$ 1,50 milhões, e o *payback* estimado foi de 88 meses.

4.3.2 Usina Fotovoltaica - Jinko Solar Tiger Neo N-type

O segundo modelo de placa, Tiger Neo N-type, fabricado pela Jinko, foi utilizado neste estudo de caso. Para a avaliação de usinas fotovoltaicas de 1 MW, são necessárias no mínimo 1.613 placas desse modelo. Tanto com quanto sem o sistema *BESS*, foi recomendada a instalação de 1.700 placas, totalizando 1.054 MW. Nas análises, o AG demonstrou alta confiabilidade, e o BE teve menor precisão, com aproximadamente 60% de exatidão em ambos os cenários. A Figura 36 mostra os cálculos das perdas do GFV.

Figura 36 – Perdas da GFV - Modelo Jinko Solar Tiger Neo N-type.



Fonte: Autoria própria (2024).

Conforme ilustrado na Figura 36, observando a curva amarela, as perdas atingiram aproximadamente 135 kW no intervalo entre 13 h e 15 h para o modelo sem o sistema

BESS, o que corresponde a 12,81% da capacidade total instalada. Esse valor evidencia o impacto significativo das perdas energéticas em momentos de maior demanda no sistema sem armazenamento. Em relação ao modelo com o sistema *BESS*, conforme indicado pela curva azul, a maior perda registrada foi de aproximadamente 123 kW, o que equivale a 11,67% da capacidade total instalada. Essa redução de 1,14% nas perdas inserindo o sistema *BESS* ressalta a eficácia em mitigar as perdas, proporcionando uma operação mais eficiente, mesmo em momentos de alta demanda.

De forma semelhante ao comportamento observado na placa fotovoltaica anteriormente analisada, as perdas no sistema aumentam gradualmente entre o período de 0h e 14h. Esse crescimento gradual é resultado do fato de que, nesse intervalo, a demanda energética permanece abaixo da capacidade de geração, o que provoca um acúmulo de energia não utilizada, contribuindo para o aumento das perdas. À medida que a geração excede a demanda, especialmente em sistemas sem *BESS*, as perdas tendem a se acentuar, refletindo a importância de um sistema de armazenamento para otimizar o aproveitamento da energia gerada e reduzir as perdas ao longo do tempo. Na Tabela 12 é possível observar a comparação entre sistemas com e sem armazenamento para esse modelo.

Tabela 12 – Tabela de comparação entre sistemas com e sem armazenamento - Jinko Solar Tiger Neo N-type.

Sistema de armazenamento	Sem armazenamento		Com armazenamento	
	AG	BE	AG	BE
Barras	7 16 21	7 16 21	11 26 27	11 26 27
Nº de placas	1.700	1.700	1.700	1.700
Potência fotovoltaica (kW)	1.054	1.054	1.054	1.054
Potência armazenada (kW)	-	-	600	600
Energia diária (kWh)	3.976	3.976	3.922	3.922
Armaz. diário (kWh)	-	-	12.000	12.000
Demanda diária (kWh)	22.183	22.183	21.789	21.789
Penetração (%)	19,28	19,28	19,57	19,57
Tensão máxima (pu)	1,0315	1,0315	1,0231	1,0231
Tensão mínima (pu)	0,9798	0,9798	0,9702	0,9702
Perdas diárias (kWh)	135	135	123	123
Redução perdas diárias (%)	4,02	4,02	5,97	5,97
Custo - Fotovoltaica (R\$)	4.500.000	4.500.000	4.500.000	4.500.000
Custo - <i>BESS</i> (R\$)	-	-	1.500.000	1.500.000
Custo - Op. diária (R\$)	240,21	240,21	240,21	240,21
Payback (meses)	125	125	96	96

Fonte: Autoria própria (2024).

A instalação dos sistemas híbridos alcançou uma potência fotovoltaica de 1.054 kW, resultando em uma geração diária de 3.976 kWh sem armazenamento e 3.922 kWh com armazenamento. O custo total da instalação foi de R\$ 4,50 milhões, com um custo operacional diário de R\$ 240,21. Todos os limites de tensão definidos pela ANEEL foram devidamente respeitados.

No cenário sem armazenamento, tanto o AG quanto a BE atingiram seus ótimos, com o AG apresentando uma precisão de 100%, enquanto a BE aproximadamente 70%. A produção diária foi de 3.922 kWh, com uma demanda total de 22.183 kWh e uma penetração fotovoltaica de 19,28%. As tensões variaram entre 0,9798 pu e 1,0315 pu, com uma redução de 4,02% nas perdas diárias. O *payback* previsto para esse cenário foi de 125 meses.

Tratando-se do cenário com armazenamento, o AG mais uma vez demonstrou maior precisão. Com a adição de 800 kW de potência e uma capacidade de armazenamento de 12.000 kWh, a geração diária foi de 3.922 kWh, a demanda reduziu-se para 21.789 kWh, a penetração fotovoltaica foi um pouco superior, atingindo 19,57%, e as perdas diárias diminuíram em 5,97%. O custo para implementar o *BESS* foi de R\$ 1,50 milhões, com um *payback* estimado de 96 meses.

Capítulo 5

Conclusões

O estudo desenvolvido ao longo deste trabalho permitiu avaliar de forma abrangente o impacto dos sistemas de armazenamento de energia (SAE) em redes de distribuição com alta penetração de fontes renováveis, particularmente energia solar e eólica. Os resultados obtidos por meio de simulações com o software OpenDSS e da aplicação de algoritmos genéticos evidenciaram que a integração de sistemas de armazenamento não apenas melhora a estabilidade da rede, mas também contribui significativamente para a redução das perdas técnicas e otimização do fluxo de energia.

A utilização de arranjos híbridos, combinando fontes renováveis e sistemas de armazenamento, demonstrou ser uma solução eficaz para mitigar a intermitência característica dessas fontes, além de proporcionar flexibilidade operacional e maior confiabilidade na distribuição de energia. A análise econômica realizada confirmou a viabilidade financeira da implementação de SAE em redes de distribuição, destacando o potencial de economia a longo prazo, mesmo diante dos custos iniciais de instalação.

A metodologia implementada foi cuidadosamente selecionada para garantir a precisão e robustez dos resultados. A Busca Exaustiva (BE) foi escolhida por sua capacidade de explorar todas as possíveis soluções de maneira sistemática, embora com uma demanda computacional significativamente maior. Outrora, o Algoritmo Genético (AG) foi utilizado por sua eficiência em encontrar soluções ótimas em um tempo menor, por meio de um processo de busca heurística inspirado nos princípios da seleção natural. A comparação entre essas abordagens permitiu verificar que, embora ambas ofereçam bons resultados, o AG foi mais eficiente em termos de tempo de execução, sem comprometer a qualidade das soluções.

Com relação às turbinas eólicas, a Gamesa G114/2000 foi a que apresentou melhor desempenho. Seus resultados indicaram uma maior redução de perdas e um período de retorno de investimento (payback) mais rápido em comparação com outras opções analisadas. No caso das placas fotovoltaicas, a Canadian Solar HiKu7 CS7N-MS destacou-se pelos mesmos motivos, sendo a escolha mais vantajosa tanto em termos de eficiência quanto de viabilidade econômica.

Dessa forma, o presente trabalho contribui para o avanço das pesquisas na área de

redes elétricas inteligentes e reforça a importância de políticas públicas que incentivem a adoção de SAE, visando à transição para uma matriz energética mais sustentável e eficiente. As conclusões aqui apresentadas poderão servir como base para estudos futuros que busquem aperfeiçoar ainda mais a integração dessas tecnologias, bem como a formulação de novas estratégias regulatórias para o setor elétrico brasileiro.

Como sugestão para futuros trabalhos, recomenda-se a análise da eficiência de algoritmos de inteligência artificial para gestão de sistemas híbridos de armazenamento, a fim de explorar o uso de algoritmos de aprendizado de máquina e inteligência artificial para otimizar o gerenciamento do estado de carga (SoC) e a profundidade de descarga (DoD) em sistemas híbridos de armazenamento. A abordagem poderia focar em maximizar a vida útil das baterias, reduzir perdas de energia e melhorar a respostas em redes com alta presença de fontes renováveis.

REFERÊNCIAS

- ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. **Electric power systems research**, Elsevier, v. 57, n. 3, p. 195–204, 2001.
- ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 2ª. ed. Brasília: [s.n.], 2005. 268 p. ISBN 85-87491-09-1.
- _____. **Projeto Estratégico Nº 21/2016 - Programa de PD&I**. 2024. Acessado em: 02/07/2024. Disponível em: <<https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/242638>>.
- ANEEL/ABSOLAR. **Matriz Elétrica Brasileira**. 2023. Acessado em: 02/07/2024. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico>>.
- BASHIR, M.; SADEH, J. Optimal sizing of hybrid wind/photovoltaic/battery considering the uncertainty of wind and photovoltaic power using monte carlo. In: **IEEE 2012 11th International Conference on Environment and Electrical Engineering**. [S.l.]: IEEE, 2012. p. 1081–1086.
- CAMELO, H. N.; JUNIOR, P. C. M. C.; FILHO, J. B. V. L.; FILHO, J. B. P. A. Análise estatística da velocidade de vento do estado do ceará. **Revista Tecnologia Fortaleza**, v. 29, n. 2, p. 211–223, dezembro 2008.
- CAMPOS, F. M.; ARAÚJO, D. N.; TOLEDO, O. M.; FERNANDES, L. d. E. S.; BORBA, A. T. A. Tecnologias e aplicações de sistemas de armazenamento de energia para suporte à integração de fontes renováveis no brasil. In: **Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS**. [S.l.: s.n.], 2022. p. 1–10.
- CANALES, F. A.; BELUCO, A.; MENDES, C. A. B. Usinas hidrelétricas reversíveis no brasil e no mundo: aplicação e perspectivas. **Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental**, Centro de Ciências Naturais e Exatas – UFSM, v. 19, n. 2, p. 1230–1249, 2015. ISSN 2236-1170.
- CBENS. **Tecnologias e Aplicações de Sistemas de Armazenamento de Energia para Suporte à Integração de Fontes Renováveis no Brasil**. In: **Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS**. [s.n.], 2021. Acessado em: 03/07/2024. Disponível em: <<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/1138>>.
- COMMONS, W. **Electricity Grid Schematic English**. 2020. Acessado em: 15/07/2024. Disponível em: <https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Electricity_Grid_Schematic_English.svg>.
- COMPANY, M. . **A Viabilização da Energia Renovável com Sistemas de Armazenamento de Energia a Bateria**. 2023. Acessado em: 17-Ago-2024. Disponível em: <<https://www.mckinsey.com/featured-insights/destaques/a-viabilizacao-da-energia-renovavel-com-sistemas-de-armazenamento-de-energia-a-bateria/pt>>.
- DANTAS, F. B. **Um Método para Instalação Ótima de Arranjos Híbridos para Minimizar as Perdas de Energia em Sistemas de Distribuição**. 137 p. Tese (Exame de Qualificação (Doutorado em Engenharia Elétrica)) — Universidade Federal de Campina Grande, 2024.

DOLATABADI, A.; EBADI, R.; MOHAMMADI-IVATLOO, B. A two-stage stochastic programming model for the optimal sizing of hybrid pv/diesel/battery in hybrid electric ship system. **Journal of Operation and Automation in Power Engineering**, University of Mohaghegh Ardabili, v. 7, n. 1, p. 16–26, 2019.

DUGAN, R. C.; TAYLOR, J. A.; MONTENEGRO, D. Energy storage modeling for distribution planning. In: IEEE. **2016 IEEE Rural Electric Power Conference (REPC)**. 2017. p. 1–6. <https://doi.org/10.1109/REPC.2016.11>. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/7871115>>.

EPE. **Sistemas de Armazenamento em Baterias - Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento**. [S.l.], 2019. Empresa de Pesquisa Energética.

_____. **Caderno de Preços da Geração 2021**. [S.l.], 2021. Empresa de Pesquisa Energética.

EPRI. **OpenDSS STORAGE Element and STORAGECONTROLLER Element**. Palo Alto, 2011. 21 p. Electric Power Research Institute.

FILHO, S. A. D. M.; DIAS, L. R.; VIEIRA, J. C. D. M. Mitigation of voltage variations during cloud transients by using energy storage systems. In: **2018 Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)**. IEEE, 2018. p. 1–6. <https://doi.org/10.1109/SBSE.2018.8395538>. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8395538/>>.

FORTES, R. R. A. **Distorções harmônicas produzidas por inversores de geração distribuída fotovoltaica em condição de ressonância paralela**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual Paulista (UNESP), Brasil, 2016.

FREITAS, P. R. Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando software openss. 2015. **Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica)**. Universidade de São Paulo. São Paulo, 2015.

GOMES, N. F. N. **Impacto da Penetração de Energias Renováveis na Estabilidade dos Sistemas Elétricos de Energia**. Tese (Tese (Doutorado)) — Instituto Superior de Engenharia do Porto, 2021. Disponível em: <<http://hdl.handle.net/10400.22/19885>>.

IEEE. **IEEE 34 Node Test Feeder**. 2024. <<https://cmte.ieee.org/pestestfeeders/resources/>>. Accessed: 2024-07-31.

IRENA. **Renewable Energy Policies in a Time of Transition**. [S.l.]: International Renewable Energy Agency, 2018. v. 4. 62–64 p.

_____. **Renewable Capacity Statistics 2020**. Abu Dhabi, 2020. International Renewable Energy Agency.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. d.; ROBBA, E. J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. São Paulo: Edgard Blucher, 2005.

KIM, D. K. et al. **Handbook on Battery Energy Storage System**. [S.l.]: Cidade da Editora, 2018. 94 p. ISBN 978-92-9261-471-3.

LOPES, S. A. S. **Tecnologias de Armazenamento de Energia para Fornecimento de Serviços de Sistema**. Dissertação (Dissertação de Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores) — Universidade de Coimbra, Coimbra, Set 2015. Accessed: 2024-07-15. Disponível em: <<https://hdl.handle.net/10316/40488>>.

MITCHELL, M. **An Introduction to Genetic Algorithms**. Cambridge: MIT Press, 1998. Disponível em: <<https://mitpress.mit.edu/9780262631853/an-introduction-to-genetic-algorithms/>>.

MORAIS FILHO, S. A. **Métodos para Alocação de Sistemas de Armazenamento de Energia em Redes de Distribuição de Energia Elétrica**. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, Escola de Engenharia de São Carlos, 2020. Disponível em: <<https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18154/tde-13082020-092140>>.

NEOENERGIA. **Como funciona o sistema de transmissão no Brasil**. 2021. Acessado em: 15/07/2024. Disponível em: <<https://www.neoenergia.com/w/como-funciona-o-sistema-de-transmissao-no-brasil-1>>.

SOLAR, C. **HiKu7 CS7N-MS Datasheet**. 2024. Acessado em: 31/08/2024. Disponível em: <https://static.csisolar.com/wp-content/uploads/2020/10/27105931/CS-Datasheet-HiKu7_CS7N-MS_v2.41_EN.pdf>.

SOLAR, J. **Jinko Solar Tiger Neo N-type Datasheet**. 2024. Acessado em: 31/08/2024. Disponível em: <[https://www.jinkosolar.com/uploads/JKM610-630N-78HL4-\(V\)-F4-EN.pdf](https://www.jinkosolar.com/uploads/JKM610-630N-78HL4-(V)-F4-EN.pdf)>.

SOUZA, J. P. A. de. **Análise de Sistemas de Armazenamento de Energia Com Baterias Em Uma Rede Real de Distribuição de Energia em Média Tensão**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Minas Gerais, 2020. Disponível em: <<https://repositorio.ufmg.br/handle/1843/34663>>.

THE WIND POWER. **The Wind Power Database**. 2024. Website. Acessado em: 31/08/2024. Disponível em: <<https://www.thewindpower.net/>>.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações. **São Paulo: Érica**, v. 2, 2012.

WIKIPEDIA. **Supercapacitor**. 2024. Acessado em: 17-Ago-2024. Disponível em: <<https://en.wikipedia.org/wiki/Supercapacitor>>.

XU, X. et al. Application and modeling of battery energy storage in power systems. **CSEE Journal of Power and Energy Systems**, CSEE, v. 2, n. 3, p. 82–90, 2016.

ZHANG, X. et al. Compressed air energy storage in salt caverns in china: Development and outlook. **ResearchGate**, 2023. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/372904939_Compressed_air_energy_storage_in_salt_caverns_in_China_Development_and_outlook>.

ZORZELA, G.; MARCHESAN, G. **Análise Comparativa de Aplicações de Sistema de Armazenamento de Baterias em Redes de Alta/Média Tensão e Baixa Tensão**. In: **Proceedings of the 15th Seminar on Power Electronics and Control (SEPOC 2023)**. [s.n.], 2023. Acessado em: 03/07/2024. Disponível em: <<http://repositorio.ufsm.br/handle/1/30573>>.