



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

LEONILDO LUCAS DE OLIVEIRA DA SILVA

**Avaliação da utilização de sistema de armazenamento de energia para mitigação do
fluxo inverso em redes de distribuição com elevada inserção de geração solar
fotovoltaica**

Recife
2025

LEONILDO LUCAS DE OLIVEIRA DA SILVA

**Avaliação da utilização de sistema de armazenamento de energia para
mitigação do fluxo inverso em redes de distribuição com elevada inserção de
geração solar fotovoltaica**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao Departamento de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Pernambuco, como
requisito parcial para obtenção do grau de
Engenheiro Eletricista

Orientador(a): Prof. Dr. José Filho da Costa Castro

Coorientador: Prof. Samuel Dias Vasconcelos

Recife
2025

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do programa de geração automática do SIB/UFPE

Silva, Leonildo Lucas de Oliveira da .

Avaliação da utilização de sistema de armazenamento de energia para mitigação do fluxo inverso em redes de distribuição com elevada inserção de geração solar fotovoltaica / Leonildo Lucas de Oliveira da Silva. - Recife, 2025.

56 p. : il., tab.

Orientador(a): José Filho da Costa Castro

Coorientador(a): Samuel Dias Vasconcelos

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Engenharia Elétrica - Bacharelado, 2025.

Inclui referências, apêndices.

1. OpenDSS. 2. Rede de Distribuição. 3. Geração Fotovoltaica. 4. Baterias. 5. Fluxo Reverso. I. Castro, José Filho da Costa. (Orientação). II. Vasconcelos, Samuel Dias. (Coorientação). IV. Título.

620 CDD (22.ed.)

LEONILDO LUCAS DE OLIVEIRA DA SILVA

**Avaliação da utilização de sistema de armazenamento de energia para
mitigação do fluxo inverso em redes de distribuição com elevada inserção de
geração solar fotovoltaica**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao Departamento de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Pernambuco, como
requisito parcial para obtenção do grau de
Engenheiro Eletricista.

Aprovado em: 13/08/2025

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. José Filho da Costa Castro (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Rafael Cavalcanti Neto (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. M.Sc. Renato Andrade Freitas (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus, por me proporcionar saúde e condições para superar as adversidades encontradas ao longo desta jornada.

Agradeço a minha família, especialmente minha mãe e meu pai, Vilma Heleno e Leonildo de Oliveira, que sempre me incentivaram e se esforçaram para que eu pudesse chegar até aqui. Obrigado por tudo.

Gostaria de agradecer também, ao professor José Filho e ao professor Samuel Dias, por disponibilizarem seu tempo a compartilhar seu conhecimento e orientar em todas as fases deste trabalho.

Agradeço, ainda, a todos os amigos e colegas de curso que fizeram parte da caminhada, contribuindo com apoio, amizade, troca de conhecimento e experiências ao longo dos anos.

Dedico este trabalho a minha família, por todo o apoio que me foi dado, e que sem ele eu não teria chegado até aqui.

RESUMO

A geração fotovoltaica está em crescimento na matriz energética brasileira e tende a continuar se expandindo durante os próximos anos. Neste contexto, este trabalho foi realizado a fim de analisar os impactos da geração solar fotovoltaica em sistemas de distribuição de energia elétrica, com ênfase ao problema do fluxo reverso. A ferramenta de estudo e análise foi o *software* OpenDSS, que possibilita a realização de estudos de sistemas de distribuição, disponibilizando ferramentas para modelagem e análise de geração distribuída e baterias na rede. O sistema utilizado como base para os testes foi a rede de distribuição teste da IEEE com 13 barras. A análise consistiu na modelagem de sistemas fotovoltaicos para implantação em diferentes pontos do sistema a fim de provocar o fluxo reverso na rede, condição indesejada que leva o fluxo de potência a fluir da rede de distribuição de volta para a rede de transmissão, podendo gerar problemas operacionais na rede. Foram feitas simulações em diferentes cenários, o primeiro com a rede sem a presença de sistemas fotovoltaicos nem baterias, o segundo cenário com a inserção do sistema fotovoltaico e sem baterias e o último com o sistema fotovoltaico e baterias. Sendo assim, com o auxílio de baterias, possível cancelar o fluxo reverso.

Palavras-chave: OpenDSS; Rede de Distribuição; Geração Fotovoltaica; Baterias; Fluxo Reverso.

ABSTRACT

Photovoltaic generation is growing in the Brazilian energy matrix and tends to continue expanding over the coming years. The work was carried out in order to analyze the impacts of solar photovoltaic generation on electric power distribution systems, with emphasis on the problem of reverse power flow. The study and analysis tool was the OpenDSS software, which enables the performance of studies of distribution systems, providing tools for modeling and analysis of distributed generation and batteries in the network. The system used as the basis for the tests was the IEEE 13-bus test distribution network. The analysis consisted of modeling photovoltaic systems for implementation at different points of the system in order to cause reverse power flow in the network, an undesirable condition that causes the power flow to go from the distribution network back to the transmission network, which can generate operational problems in the network. Simulations were carried out in different scenarios, the first with the network without the presence of photovoltaic systems or batteries, the second scenario with the insertion of the photovoltaic system and without batteries, and the last with the photovoltaic system and batteries. Thus, with the aid of batteries, it was possible to cancel the reverse power flow.

Keywords: OpenDSS; Distribution Network; Photovoltaic Generation; Batteries; Reverse Power Flow.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Composição da Matriz elétrica brasileira em 2025.	13
Figura 2 – Exemplo de Diagrama unifilar de um SEP.....	18
Figura 3 – Diagrama de blocos de um SEP.	19
Figura 4 – Evolução da potência instalada de fontes de geração solar fotovoltaica no Brasil.....	21
Figura 5 – Fluxo de potência em redes de distribuição.	22
Figura 6 – Estudo sobre inversão de fluxo CEMIG.....	24
Figura 7 – Principais componentes do BESS.....	26
Figura 8 – Principais aplicações do BESS no mundo.....	27
Figura 9 – Principais tecnologias para fabricação de baterias no mundo.	28
Figura 10 – Banco de baterias de íon de lítio e de chumbo ácido.	29
Figura 11– Sistema com BESS sem injeção de energia na rede.	29
Figura 12 – Estrutura do OpenDSS.....	30
Figura 13 – Diagrama unifilar rede teste IEEE 13 barras.	32
Figura 14 – <i>Loadshape</i> para as cargas monofásicas.	37
Figura 15 – <i>Loadshape</i> para a carga trifásica.	37
Figura 16 – Diagrama unifilar rede teste IEEE 13 barras com a inserção das UFVs.	39
Figura 17– Curva diária da Irradiância solar em pu.....	40
Figura 18 – Diagrama unifilar rede teste IEEE 13 barras com a inserção das UFVs e BESS.	41
Figura 19 – Curva de carga e descarga diária do BESS.	42
Figura 20– Curva de demanda da rede sem UFV e BESS.....	43
Figura 21– Curva de demanda da rede com UFV e sem BESS.	44
Figura 22– Curva de demanda da rede com UFV e com BESS.	45

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Características dos transformadores.	33
Tabela 2 – Características das cargas.	33
Tabela 3 – Características das linhas de distribuição.	34
Tabela 4 – Características dos bancos de capacitores.	38
Tabela 5 – Características da chave.	38

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
BMS	<i>Battery Management System</i>
COM	<i>Component Object Model</i>
DSS	<i>Distribution System Simulator</i>
EMS	<i>Energy Management System</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
HVAC	<i>Heating, Ventilation, Air Conditioning</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
km	Quilômetro
kV	Quilovolt
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt -hora
MMGD	Micro e Mini Geração Distribuída
nF	Nanofarad
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OpenDSS	<i>Open Distribution System Simulator</i>
PCS	Power Conversion System
Pu	Por unidade
SEP	Sistema elétrico de potência

SUMÁRIO

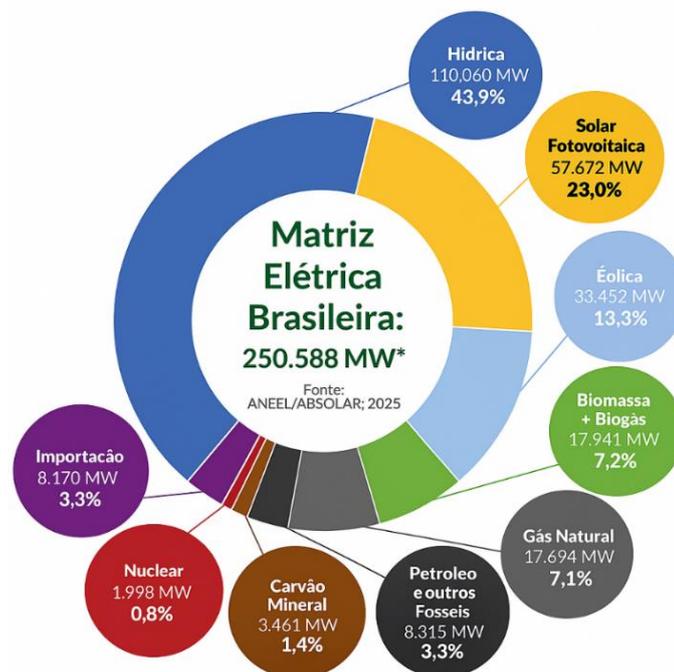
1	INTRODUÇÃO	13
1.1	OBJETIVOS	15
1.1.1	Geral	15
1.1.2	Específicos	15
1.2	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	16
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	17
2.1	SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA	17
2.2	GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA	21
2.3	IMPACTO DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA NOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	22
2.4	SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS	25
3	SIMULAÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM OPENDSS	30
3.1	APRESENTAÇÃO DE REDE TESTE	31
3.2	MODELAGEM DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA NO OPENDSS ...	38
3.3	MODELAGEM DE SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA POR BATERIA	41
4	UTILIZAÇÃO DE BESS PARA MITIGAR FLUXO REVERSO – RESULTADOS NUMÉRICOS	43
5	CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE	46
	REFERÊNCIAS	48
	APÊNDICES	50

1 INTRODUÇÃO

A sustentabilidade ambiental é um dos temas mais discutidos na sociedade atual, a busca pelo equilíbrio entre a utilização de recursos naturais e preservação do meio ambiente fez com que se buscasse alternativas para geração de energia elétrica em fontes de energia limpas e sustentáveis. Nesse contexto, surgem diversas alternativas para a geração de eletricidade a partir de fontes limpas e renováveis, como a energia eólica, a biomassa, e a energia solar. Como a energia solar não libera poluentes durante a geração de eletricidade, ela representa uma alternativa muito positiva para a preservação do meio ambiente (EPE, 2025).

A energia solar fotovoltaica vem ganhando cada vez mais espaço no Brasil. De acordo com a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), em junho de 2025, 23% da matriz elétrica brasileira era composta por energia solar fotovoltaica, o que totaliza uma potência instalada de 57.672 MW. Em que, do total, 39.991 MW é proveniente de micro e mini geração distribuída (MMGD) e 17.981 MW são de geração centralizada. Na Figura 1, é possível ver a composição da matriz elétrica brasileira (ABSOLAR, 2025).

Figura 1 – Composição da Matriz elétrica brasileira em 2025.



Fonte: (ABSOLAR, 2025).

A previsão é que a participação da energia solar continue aumentando nos próximos anos. Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), para 2029, é esperado que o país tenha 24.335 MW em energia solar centralizada e 64.982 MW em MMGD, ocupando cerca de 33,1% da matriz elétrica brasileira (ONS, 2025).

Porém, com o aumento da participação da energia solar fotovoltaica, surgem preocupações sobre o comportamento do sistema elétrico diante da mudança na matriz energética. Uma das principais preocupações surge do fato do tipo de energia não ser despachável, ou seja, não é possível escolher o momento que ela vai estar gerando energia. Outro aspecto relevante consiste no fato que na MMGD, caso a geração ultrapasse a energia demandada pelas cargas do sistema de distribuição, fazendo com que a energia excedente flua da rede de distribuição para a rede de transmissão, ocasionando falhas em equipamentos e afetando a qualidade e confiabilidade do sistema (Bin Turiman; Sarmin, 2021).

Uma das principais formas encontradas para diminuir estas preocupações consiste no uso de sistemas de armazenamento de energia através de baterias (*Battery Energy Storage Systems* – BESS), que podem ser utilizados em conjunto com a geração solar, a fim de reduzir impactos negativos no sistema (De Souza E Silva, 2022). Esses sistemas contribuem de forma para a redução da demanda e o aumento da potência disponível em horários críticos, atendendo às necessidades operacionais da rede (De Souza E Silva, 2022).

Nos últimos anos, diversos estudos têm explorado os impactos da elevada penetração da geração fotovoltaica em redes de distribuição, evidenciando desafios como variações de tensão, fluxo de potência reverso e aumento das perdas técnicas. Como forma de mitigar esses efeitos, a integração do BESS em conjunto com a geração fotovoltaica tem sido investigada. Por exemplo, López (2025), analisa as perdas na rede e o perfil de tensão com a integração de sistemas fotovoltaicos e BESS, já Sosnowski, Baszyński e Konstantinou (2024) estudam a integração com foco na redução dos custos operacionais, entre outros trabalhos relevantes nesse campo de estudo.

O *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS) é uma das ferramentas computacionais utilizadas em estudos e simulações de sistemas de distribuição. O programa oferece suporte para a integração de geração distribuída fotovoltaica e

sistemas com BESS, o que o torna uma ferramenta para avaliar estratégias de mitigação de impactos, como o fluxo reverso de potência em sistemas com elevada penetração de geração renovável (EPRI, 2024).

Para a condução dos estudos no ambiente do OpenDSS, adotou-se como base a rede teste de 13 barras do *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE). Rede que possui vários elementos e linhas com diferentes configurações, que a deixam próximas a uma rede de distribuição real.

1.1 Objetivos

Segue abaixo objetivos deste trabalho, tanto o geral quanto os específicos a serem desenvolvidos no transcorrer.

1.1.1 Geral

Validar o OpenDSS como ferramenta de análise para redes de distribuição, avaliando a utilização de BESS na eliminação do fluxo reverso proveniente da geração fotovoltaica.

1.1.2 Específicos

- Apresentar conceitos sobre o OpenDSS como uma ferramenta para simulação e análise de redes de distribuição;
- Modelar sistemas fotovoltaicos utilizando o OpenDSS;
- Empregar a rede de distribuição teste IEEE de 13 barras como sistema-base para a realização dos estudos e análises propostos;
- Apresentar e avaliar os resultados da inserção de grandes usinas fotovoltaicas (UFV's) em redes de distribuição.

1.2 Organização do Trabalho

Este trabalho de conclusão de curso está organizado em cinco capítulos sendo dividido em:

Capítulo 2: É a fundamentação teórica referente ao tema abordado, em que trata conceitos teóricos sobre sistema elétrico potência, geração solar fotovoltaica, impactos da geração solar fotovoltaica nos sistemas de distribuição e conceitos sobre o BESS e suas aplicações no setor elétrico.

Capítulo 3: Apresenta a metodologia utilizada, apresentando o *software* OpenDSS, a rede de teste utilizada na simulação, modelagem de sistemas fotovoltaicos e BESS no OpenDSS.

Capítulo 4: Apresenta os resultados obtidos com as simulações.

Capítulo 5: Apresenta as conclusões que foram atingidas ao decorrer do trabalho e propostas de continuidade para trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

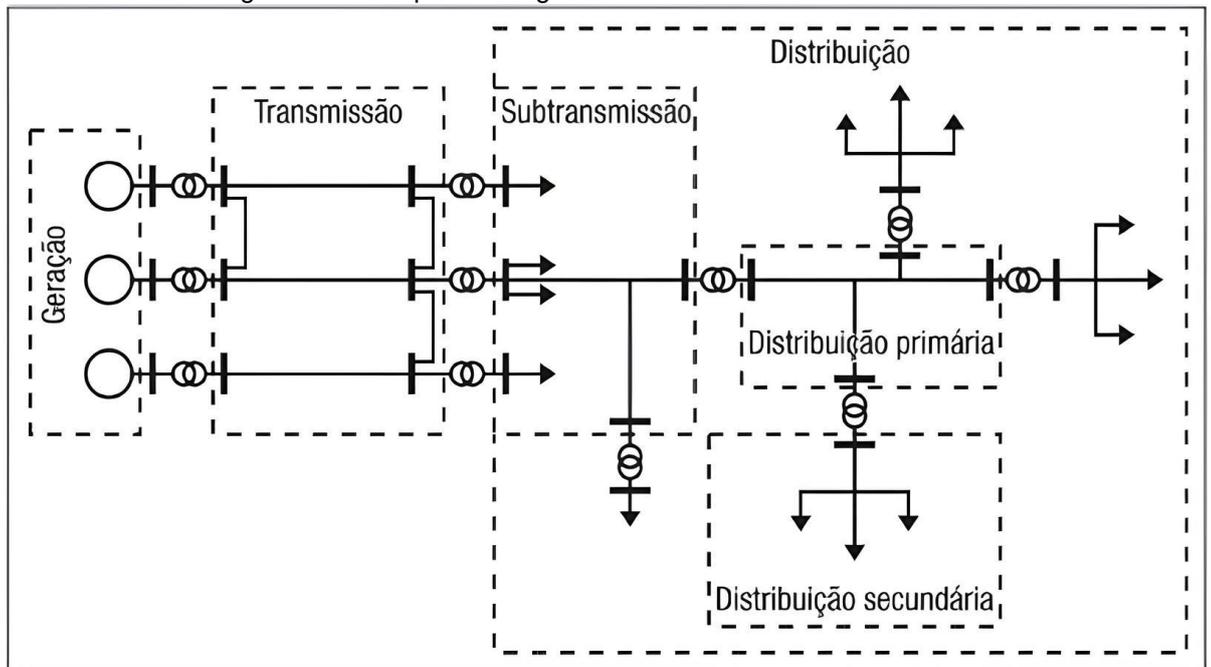
Neste capítulo serão abordados conceitos de sistema elétrico de potência (SEP), geração solar fotovoltaica e seus impactos na rede distribuição e o uso de baterias no setor elétrico.

2.1 Sistema Elétrico de Potência

A energia elétrica, por sua capacidade de ser rapidamente convertida em outras formas de energia, como luz, calor, som e movimento, tornou-se indispensável para o desenvolvimento das sociedades modernas. Sua utilização em larga escala impulsionou a criação de uma complexa infraestrutura chamada SEP, composta por usinas geradoras que utilizam diferentes fontes de energia, como hidráulica, térmica, nuclear, eólica e solar, as usinas são interligadas por longas linhas de transmissão que levam a eletricidade até subestações e, posteriormente, aos centros de consumo. Toda a estrutura que forma o SEP é essencial para garantir o fornecimento contínuo e seguro de energia elétrica, sustentando o funcionamento da indústria, do comércio, dos serviços e da vida cotidiana (Bichels, 2018).

Para que a energia elétrica seja entregue com segurança, qualidade e confiabilidade aos consumidores finais, o SEP deve ser bem estruturado e operado de forma eficiente. Os sistemas elétricos de potência podem ser subdivididos em três grandes blocos, a geração, a transmissão e a distribuição de energia elétrica (Kagan; Oliveira; Robba, 2005). Na Figura 2 pode ser visto um exemplo de diagrama unifilar característico de um SEP.

Figura 2 – Exemplo de Diagrama unifilar de um SEP.



Fonte: (Kagan; Oliveira; Robba, 2005).

Na geração, a energia elétrica é obtida convertendo outras formas de energia em eletricidade, como por exemplo, as usinas térmicas, que utilizam o princípio da conversão de calor em energia elétrica (Kagan; Oliveira; Robba, 2005).

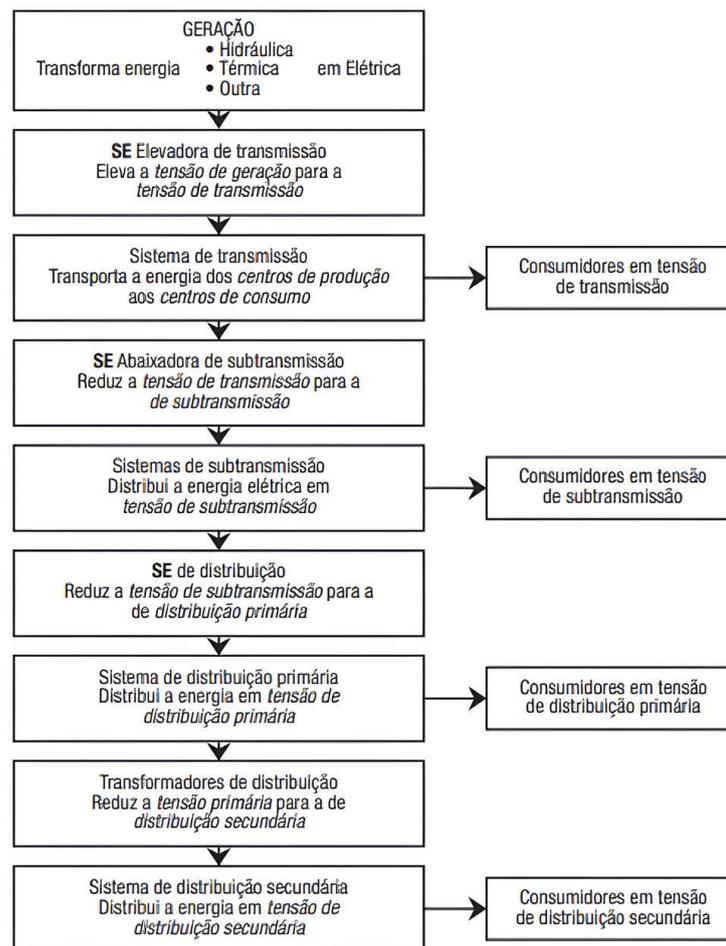
Após gerada, a energia passa por subestações elevadoras, que elevam os níveis de tensão para valores compatíveis com os requisitos de transmissão em longas distâncias, esse aumento é necessário porque a elevação da tensão reduz as perdas de energia durante o transporte de energia por longos percursos, iniciando a etapa da transmissão (Kagan; Oliveira; Robba, 2005).

A energia elétrica é transportada pelos sistemas de transmissão dos grandes centros de geração até os centros de consumo. Para ser entregue ao sistema de distribuição, ela passa por subestações abaixadoras, onde a tensão é reduzida, possibilitando a transição do nível de transmissão para o nível de subtransmissão. A distribuição tem início nesta etapa e segue com novas reduções de tensão, primeiro para a distribuição primária e, depois, para a distribuição secundária. Em cada uma das etapas, subestações apropriadas são responsáveis por garantir que a tensão esteja no nível adequado para o consumo seguro e eficiente. Existem consumidores

atendidos diretamente em tensão de subtransmissão, distribuição primária e distribuição secundária, conforme o perfil e demanda de carga (Kagan; Oliveira; Robba, 2005).

No Brasil, as tensões típicas padronizadas para o sistema de transmissão variam de 138 kV a 500 kV. Para a subtransmissão variam entre 34,5 kV a 138 kV. Para a distribuição primária utilizam-se tensão entre 13,8 kV a 34,5 kV e para a distribuição secundária entre 0,220/0,127 kV e 0,220/0,380 kV. Na Figura 3 é possível ver o diagrama de blocos de um SEP (Kagan; Oliveira; Robba, 2005).

Figura 3 – Diagrama de blocos de um SEP.



Fonte: (Kagan; Oliveira; Robba, 2005).

As linhas, tanto de transmissão quando de distribuição, possuem parâmetros como impedância, resistência ôhmicas, indutâncias, condutância e capacitâncias. Os parâmetros são chamados de constantes quilométricas da linha pelo fato de serem

referenciados a uma unidade de comprimento, que pode ser o quilômetro. Por exemplo, a impedância por quilômetro indica o valor da impedância presente em um quilômetro de linha. Esses parâmetros podem ser representados por meio de matrizes (Kagan; Oliveira; Robba, 2005).

No caso de um sistema trifásico, a impedância da linha por quilômetro é representada por uma matriz de ordem 3, ou seja, uma matriz 3x3, conforme ilustrado em uma matriz exemplo na Equação 1 (Quijada, 2019).

$$[Z] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \frac{\Omega}{\text{km}} \quad (1)$$

O SEP abrange todos os componentes que fazem parte da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Devido à grande quantidade de componentes e equipamentos presentes, o SEP deve possuir um planejamento que garanta sua confiabilidade e qualidade. Aspectos como a operação adequada em condições normais, a manutenção preventiva de equipamentos e instalações, antecipando possíveis problemas a fim de evitar desligamentos e interrupções, além da mitigação de danos e efeitos de falhas, são fundamentais. Assim, garantindo não apenas a continuidade do fornecimento de energia, mas também a segurança e a eficiência do sistema elétrico como um todo (Bichels, 2018).

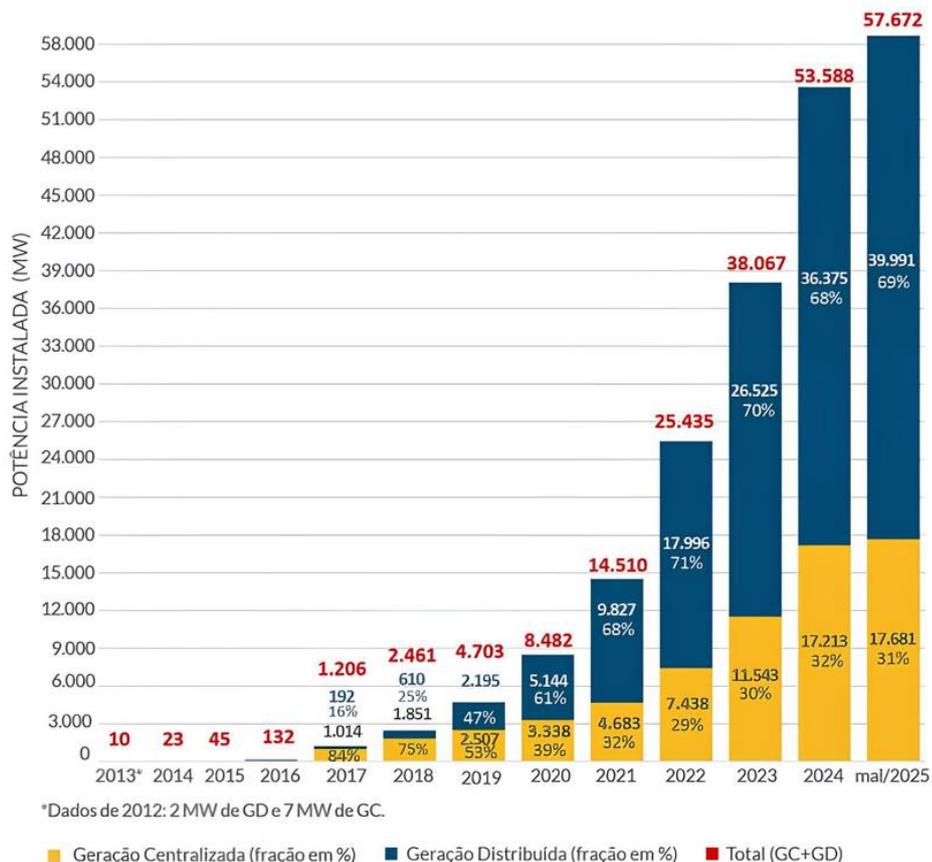
O aumento da participação da geração solar fotovoltaica tem gerado preocupações quanto ao comportamento do SEP. Como a energia solar fotovoltaica é uma fonte em que sua geração é variável e de difícil controle, pois depende das condições climáticas, há uma dificuldade adicional no controle do sistema. Esse cenário exige um planejamento mais rigoroso da operação das redes de distribuição e transmissão, além de soluções tecnológicas que permitam a integração eficiente da geração solar, garantindo a segurança, a qualidade e confiabilidade do fornecimento de energia elétrica (Bin Turiman; Sarmin, 2021).

2.2 Geração solar fotovoltaica

A geração solar fotovoltaica é baseada na conversão da luz solar em eletricidade através do efeito fotovoltaico, que ocorre devido ao surgimento de uma diferença de potencial em um material semicondutor quando sujeito a luz solar. Em sua utilização não ocorre emissão de poluentes como CO, SO₂ ou gases de efeito estufa, tornando-se uma alternativa sustentável. Um dos principais aspectos de atratividade deste modo de geração no Brasil ocorre devido aos altos níveis de insolação, levando em conta que o Brasil possui grande potencial de geração solar (EPE, 2025).

O potencial fotovoltaico pode ser demonstrado pelo grande aumento de geração solar nos últimos anos, onde recordes de produção vem sendo batidos ano após ano e a tendência se mantém para os próximos anos. A Figura 4 mostra a evolução da potência instalada de fontes de geração solar fotovoltaica no Brasil de 2013 a junho de 2025 (ABSOLAR, 2025).

Figura 4 – Evolução da potência instalada de fontes de geração solar fotovoltaica no Brasil.



Fonte: (ABSOLAR, 2025).

É possível notar, de acordo com a Figura 4, o rápido aumento da capacidade instalada de energia solar fotovoltaica no Brasil nos últimos anos. Em 2020, o país contava com 8.482 MW de potência instalada, enquanto em junho de 2025, esse número já chegou a 57.672 MW, representando um aumento de aproximadamente 580% ao longo de cinco anos.

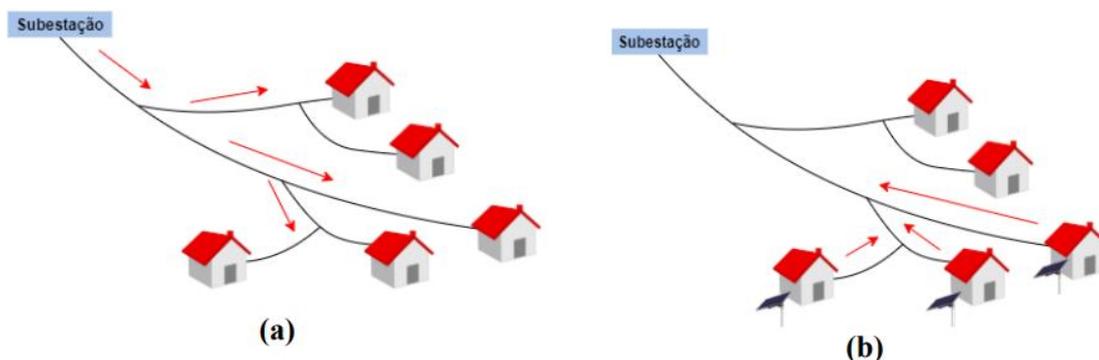
Por ser uma fonte não despachável, dificultando o controle da geração, a energia excedente gerada pode ultrapassar a demanda local, provocando fluxo reverso da rede de distribuição para a rede de transmissão, o que pode acarretar impactos negativos no sistema (Bin Turiman; Sarmin, 2021).

2.3 Impacto da geração solar fotovoltaica nos sistemas de distribuição

A inserção massiva de energia solar fotovoltaica nas redes de distribuição ajuda com a diminuição da emissão de carbono por ser uma fonte limpa e renovável. Porém, também podem causar problemas devido a sua natureza imprevisível, o que pode dificultar no equilíbrio entre a geração e a carga (Datta; Kalam; Shi, 2021).

Quando a energia gerada por fontes de MMGD ultrapassa a demanda das cargas de um sistema de distribuição, temos o fluxo reverso, fazendo com que a potência flua da rede de distribuição de volta para a rede de transmissão. Um exemplo de rede com reversão de fluxo pode ser visto na Figura 5.

Figura 5 – Fluxo de potência em redes de distribuição.



Fonte: (Corrêa, 2020).

A Figura 5 (a) apresenta uma configuração típica de uma rede de distribuição, com a potência fluindo da subestação de distribuição para as cargas. Já na Figura 5 (b) é possível notar que temos a situação em que a geração é maior que a demanda das cargas fazendo com que haja o fluxo reverso (Corrêa, 2020).

A inversão do fluxo acarreta impactos severos como aumento das perdas resistivas, variações indesejadas nos níveis de tensão no ponto de utilização, envelhecimento acelerado dos transformadores, desgaste mecânico dos reguladores de tensão (dispositivos utilizados a fim de manter a tensão estável), e falhas na operação dos sistemas de proteção, que podem não identificar corretamente as condições da falha devido ao sentido de o fluxo não ser o que eles foram projetados (Bin Turiman; Sarmin, 2021).

Os reguladores de tensão unidirecionais estão sujeitos a falhas quando expostos ao fluxo reverso. Por esse motivo, a regulação dos comutadores sob carga em subestações pode ser prejudicada, resultando na operação incorreta dos compensadores de queda de tensão, comprometendo a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica (Majeed; Nwulu, 2023).

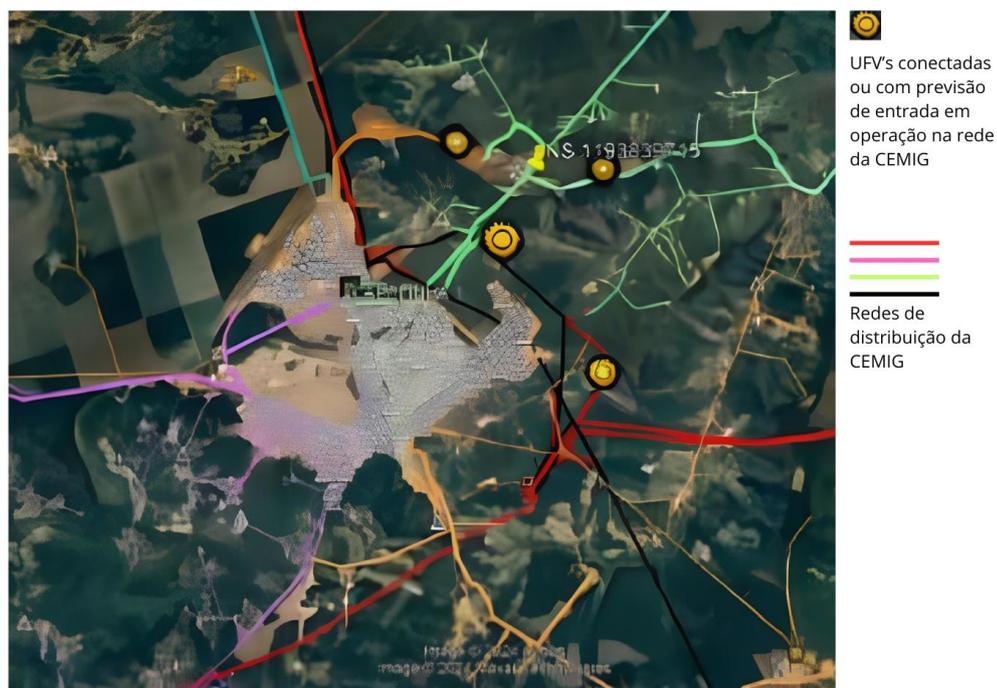
No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelece, através do artigo 73 da resolução normativa nº 1.000/2021, que as distribuidoras devem realizar estudos e análises de alternativas para eliminar a inversão de fluxo quando uma conexão nova ou o aumento de potência injetada de MMGD impliquem inversão do fluxo de potência no posto de transformação da distribuidora ou no disjuntor do alimentador (ANEEL, 2021).

A distribuidora deve avaliar a viabilidade de reconfigurar o sistema de distribuição, seja em baixa, média ou alta tensão, por meio da execução de obras ou da realização de manobras operacionais. Também deve ser avaliada a possibilidade de a conexão ser realizada por meio de outro ponto da rede de distribuição, ainda que não seja a opção mais próxima (ANEEL, 2021).

A distribuidora precisa analisar o ponto de conexão considerando medições feitas no posto de transformação ou no disjuntor do alimentador, e também levar em conta a previsão de potência dos projetos que já têm contrato assinado ou orçamento aprovado na data do estudo. Se essas informações não estiverem disponíveis, a distribuidora deve fazer simulações de fluxo de potência para comprovar se há

inversão de fluxo. Ela deve informar exatamente qual posto de transformação ou alimentador está sendo analisado, com base na sua Base de Dados Geográfica. Também deve ser apresentado um diagrama unifilar simples, mostrando onde está a unidade consumidora com MMGD que quer se conectar, junto com as outras unidades que já estão conectadas ou que têm previsão de conexão. Na Figura 6 é possível ver um dos estudos realizados pela CEMIG (ANEEL, 2021).

Figura 6 – Estudo sobre inversão de fluxo CEMIG.



Fonte: (ANEEL, 2021).

A figura apresenta o mapeamento das unidades de geração solar fotovoltaica conectadas à rede da CEMIG. Esse mapeamento ilustra a localização das instalações em operação de geração distribuída, ou que têm previsão de início de geração. O estudo tem como objetivo analisar a distribuição geográfica dessas unidades, mapeando possíveis impactos da geração solar no sistema de distribuição, especialmente no que se refere à inversão de fluxo de eletricidade (ANEEL, 2021).

Outra análise que deve ser feita é avaliar qual é a maior potência que pode ser injetada no ponto de conexão para não causar inversão de fluxo, fazendo essa análise

de hora em hora em dia útil, sábado e domingo. Essa avaliação deve levar em conta dados de medições, previsões e simulações. Se já houver inversão de fluxo no ponto de conexão, a distribuidora precisa informar que não há capacidade para conectar e escoar energia sem que isso aconteça, mas não pode recusar a conexão, para isso, deve oferecer a opção de conexão que não injete energia na rede (ANEEL, 2021).

O BESS pode armazenar energia da geração solar excedente e descarregar quando a geração não é suficiente para atender a demanda das cargas. Em conjunto com a geração solar fotovoltaica, essa tecnologia pode ser uma estratégia eficaz para mitigar os impactos do fluxo reverso de potência (Datta; Kalam; Shi, 2021).

2.4 Sistemas de armazenamento de energia em Baterias

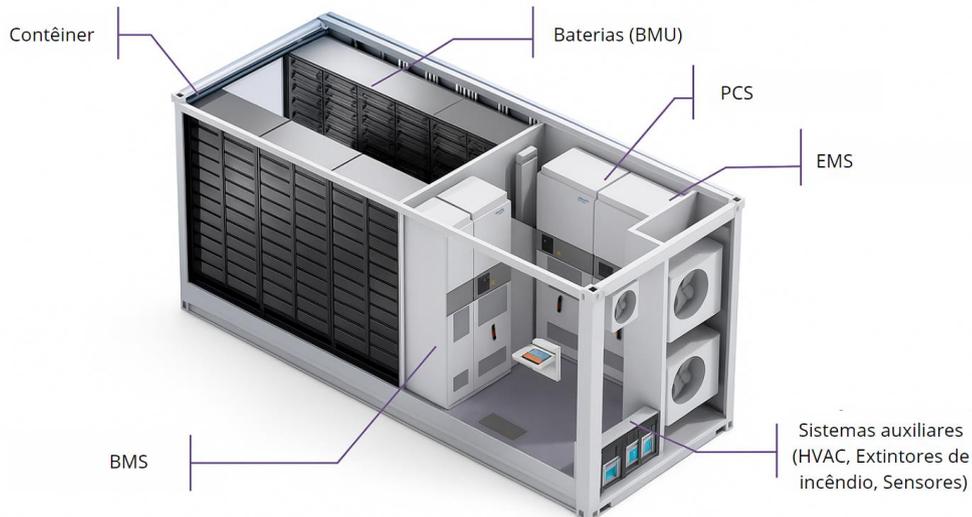
Um BESS é composto por diversos componentes. Além das baterias, faz parte da sua composição o *Battery Management System* (BMS), *Energy Management System* (EMS), *Power Conversion System* (PCS), além de sistemas auxiliares como detecção e supressão de incêndio, ventilação, ar-condicionado (HVAC – *Heating, Ventilation, Air Conditioning*), contêiner e outros (DE SOUZA, 2022).

O BMS tem a função de garantir a segurança do sistema, controlando a potência de saída e o estado da carga, além da operação lógica dos modos de operação. Já o EMS atua como um sistema supervisor que armazena e analisa dados como tensão, corrente, frequência, potência ativa e reativa, sendo considerado o “cérebro” do BESS, pois coordena os subsistemas e executa funções essenciais como controle de frequência, controle de tensão, suavização de potência, correção do fator de potência, *backup* e arbitragem. Já o PCS é o equipamento que tem por função conectar o BESS à rede elétrica, ele fornece uma interface confiável tanto no lado DC quanto no lado AC. Todas as funcionalidades projetadas para o BESS, como regulação de frequência, compensação de reativo e controle de carga e descarga das baterias, são realizadas por meio do PCS, desde que as baterias atendam aos requisitos operacionais necessários para cada tipo de função (DE SOUZA, 2022).

As baterias têm funcionamento baseado em reações químicas, e tem uma estrutura composta por dois eletrodos (um positivo e outro negativo), um separador e um eletrólito, que ajuda no deslocamento dos íons dentro da bateria. Para obter uma

operação segura e eficiente, o BMS entra em cena, ele monitora e equalizando as células da bateria. O que contribui para prolongar a vida útil das baterias e previne imprevistos durante os ciclos intensos de carga e descarga (De Carne et al., 2024). Na Figura 7 podem ser vistos os principais componentes do BESS.

Figura 7 – Principais componentes do BESS.

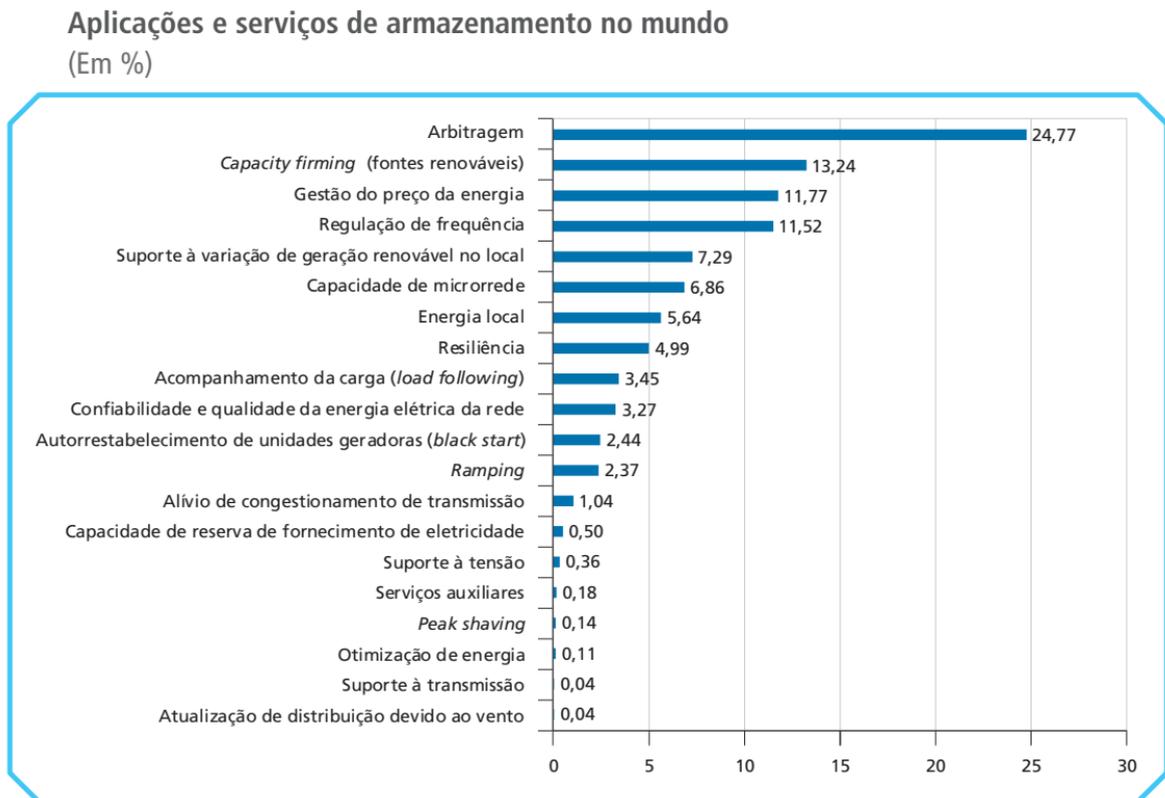


Fonte: (DE SOUZA, 2022).

Nas redes elétricas, o porte dos BESS varia conforme a aplicação. Há modelos menores, para serem instalados em residências, e sistemas de grande porte, para serem utilizados por indústrias ou empresas de energia. Além do armazenamento de energia, eles proporcionam diversas vantagens ao sistema elétrico, como a estabilização da tensão, auxílio no controle da frequência e a redução dos picos de consumo nos horários de maior demanda. Dessa forma, os BESS não só otimizam a eficiência da rede, como também facilitam a integração segura das fontes renováveis, cuja geração tende a ser mais instável (De Carne et al., 2024).

O BESS é utilizado para armazenar o excedente de geração de fontes renováveis nos momentos de pico de geração. E pode ser descarregada em momentos em que haja fluxo reverso na rede ou para arbitragem, que é o armazenamento da energia quando os preços estão baratos para vender a energia armazenada quando os preços estiverem mais altos (da Rocha, 2023). Na Figura 8 é possível ver as principais aplicações dos BESS no mundo.

Figura 8 – Principais aplicações do BESS no mundo.

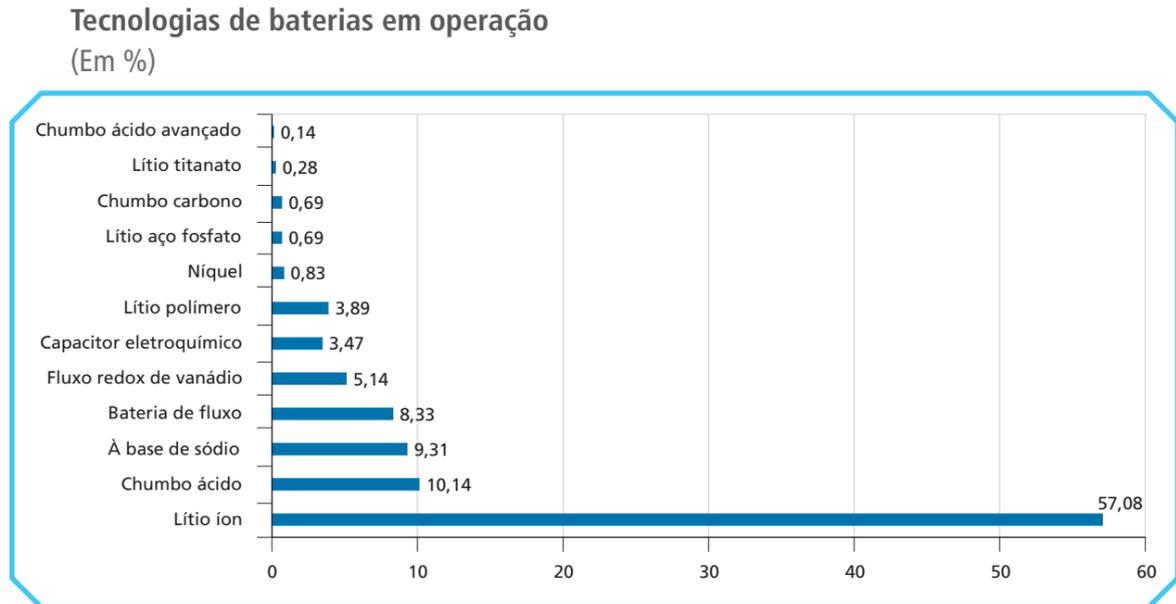


Fonte: (De Souza E Silva, 2022).

Como pode ser visto na Figura 8 acima, a principal aplicação atual do BESS no mundo é a arbitragem, com 24,77% das aplicações, seguida pela *Capacity Firming* que é a utilização das baterias para eliminação das oscilações rápidas de tensão e energia na rede elétrica e ocupa 13,24% das aplicações. Outras aplicações como gestão do preço da energia e regulação de frequência também se destacam na quantidade de aplicações (De Souza E Silva, 2022).

As baterias utilizadas em sistemas de armazenamento de energia podem ser desenvolvidas a partir de diferentes tecnologias, cada uma com características específicas de desempenho, durabilidade, segurança e aplicação. Como pode ser observado na Figura 9.

Figura 9 – Principais tecnologias para fabricação de baterias no mundo.



Fonte: (De Souza E Silva, 2022).

Como pode ser notado na Figura 9, a maioria dos sistemas de armazenamento em operação utiliza baterias de íon-lítio, que representam 57,08% do total. Em segundo lugar vem as baterias de chumbo-ácido correspondendo a 10,14% das aplicações atuais.

As baterias de íon-lítio possuem alta densidade energética, com uma faixa de 90 à 260 Watts-hora por quilograma, e um tempo de descarga de até 4 horas quando operado em plena carga, sendo uma boa opção para aplicações que exigem maior potência em menor volume. Elas têm uma vida útil em ciclos entre 2.000 e 8.000, o que as torna duráveis. No entanto, possuem toxicidade considerada média, com emissões de 110 gramas de CO₂ equivalente de emissões de gases de efeito estufa para cada Watts-hora de capacidade de armazenamento. (De Souza E Silva, 2022).

As baterias de chumbo-ácido, segunda mais usada em aplicações, têm como vantagem a flexibilidade no tempo de descarga, podendo ser otimizadas para até 20 horas quando operado em plena carga. No entanto, apresentam baixa densidade energética, com uma faixa de 35 à 40 Watts-hora por quilograma, e vida útil relativamente curta, com 200 a 800 ciclos, limitando seu uso em aplicações de longo prazo. Sua toxicidade é elevada, devido aos materiais utilizados, como o chumbo. Na Figura 10, é mostrada um banco de baterias de íon de lítio e de chumbo ácido instalado em Uberlândia/MG (De Souza E Silva, 2022).

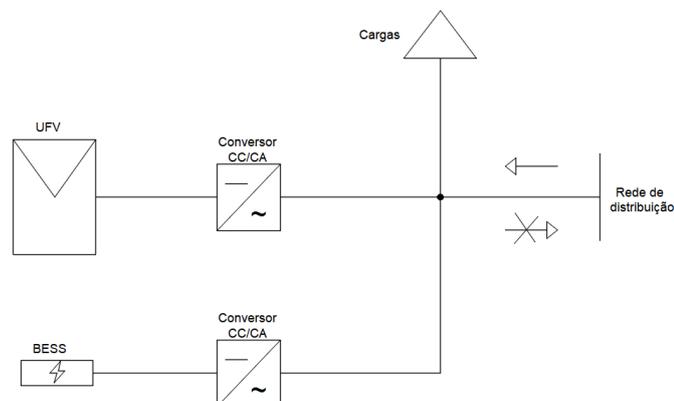
Figura 10 – Banco de baterias de íon de lítio e de chumbo ácido.



Fonte: (Ellen Barros de Oliveira; Pereira da Rocha, 2023).

O BESS também permite a operação de sistemas híbridos conectados à rede, nos quais a energia solar gerada não é injetada na rede de distribuição. Nesses casos, o excedente de geração é armazenado para uso posterior, e o sistema ainda pode receber energia da rede quando a produção solar não for suficiente para suprir a demanda local. A Figura 11 ilustra esse tipo de configuração, sem exportação de energia para a rede elétrica (de Oliveira; da Rocha, 2023).

Figura 11 – Sistema com BESS sem injeção de energia na rede.



Fonte: Adaptado de (de Oliveira; da Rocha, 2023).

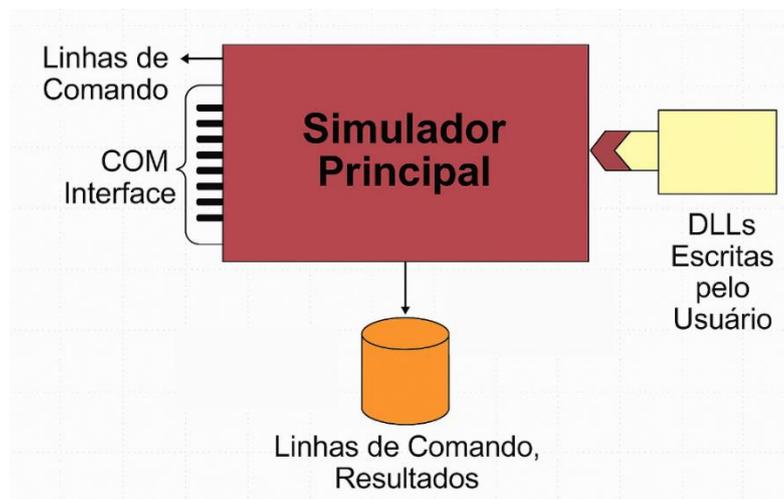
3 SIMULAÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM OPENDSS

Para realização dos testes e obtenção dos resultados foi utilizado o *software* OpenDSS. A escolha pela utilização do OpenDSS nesta simulação se justifica por ser uma ferramenta consolidada para estudos de sistemas de distribuição, com recursos específicos para análise de geração distribuída, possibilitando a realização de diversos tipos de testes e estudos. Além disso, o programa foi selecionado por disponibilizar funcionalidades que permitem avaliar a viabilidade do uso de BESS como solução para eliminação do fluxo reverso de potência.

O programa foi desenvolvido inicialmente em 1997 pela *Electrotek Concepts*, e teve como objetivo inicial analisar o impacto da GD nos sistemas de distribuição, fornecendo uma plataforma de pesquisa flexível. Antes chamada apenas de DSS, o software foi tornado código aberto em 2008 pela *Electric Power Research Institute* (EPRI), passando a ser o OpenDSS (Dugan; McDermott, 2011).

O OpenDSS pode ser utilizado escrevendo linhas de comando em linguagem própria. Porém, ele possui uma interface *Component Object Model* (COM), permitindo que os usuários controlem os estudos a partir de outro programa que suporte o COM, fazendo com que possa ser utilizado, por exemplo, através de linguagens como *Python* e *C#*, e softwares como *Mathworks MATLAB*. A estrutura de operação do OpenDSS pode ser vista a partir da Figura 12 (EPRI, 2024).

Figura 12 – Estrutura do OpenDSS.



Fonte: (EPRI, 2024).

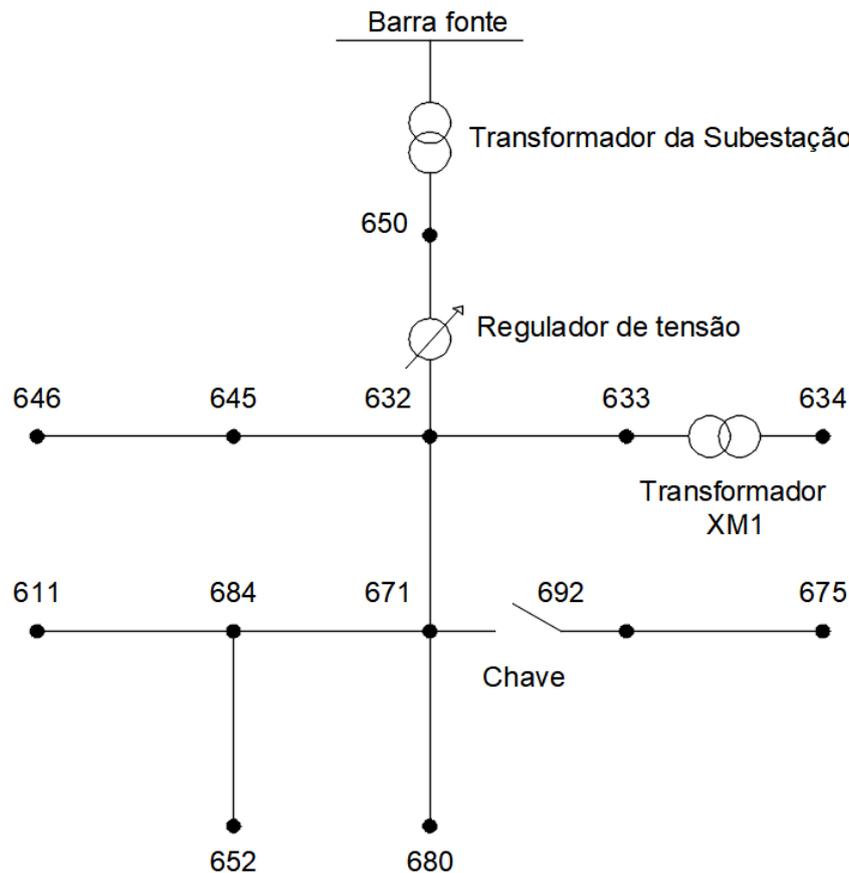
Como ilustrado na Figura 12, a estrutura do programa OpenDSS, além de contar com a interface COM e suas próprias linhas de comando para gerar resultados através do simulador principal, permite que os usuários desenvolvam suas próprias *Dynamic-link Library* (DLLs). Possibilitando a criação de modelos personalizados de dispositivos, permitindo a realização de estudos mais específicos conforme a necessidade do desenvolvedor.

3.1 Apresentação de rede teste

Para realização da simulação, foi necessário a implantação de uma rede teste, que, neste caso, foi escolhida a rede teste de 13 barras do IEEE, a qual será modelada a fim de obter informações sobre os impactos da geração distribuída em redes de distribuição.

A rede indicada acima foi escolhida devido às suas características próximas a um sistema de distribuição real e com complexidade moderada para realização de estudos. Ela contém linhas trifásicas, monofásicas e bifásicas de diferentes comprimentos e características, cargas trifásicas e monofásicas, capacitores, transformadores e reguladores de tensão. A nomenclatura das barras segue a definição original da rede teste da IEEE. O diagrama unifilar correspondente pode ser observado na Figura 13.

Figura 13 – Diagrama unifilar rede teste IEEE 13 barras.



Fonte: Própria.

Algumas das principais características da rede IEEE 13 barras são:

- A tensão definida na barra fonte é de 115 kV, com a saída trifásica. A fonte está configurada para suportar uma potência de curto-circuito de 20 MVA trifásicas e 21 MVA para monofásicas.
- A rede possui um transformador de 5000 kVA que atua como subestação do sistema de distribuição, que faz a conversão de 115 kV para 4,16 kV. Esse transformador foi conectado entre a barra da fonte e a barra 650.
- Há outro transformador de 500 kVA nomeado como XM1, entre as barras 633 e 634, que realiza conversão de 4.16 kV para 0.48 kV. As características desses transformadores podem ser vistas na Tabela 1.

Tabela 1 – Características dos transformadores.

Transformadores	Potência (kVA)	Tensão Primária (kV)	Tensão Secundária (kV)
Subestação	5000	115	4,16
XM1	500	4,16	0,48

Fonte: Própria.

- Para manter o sistema com nível de tensão estável a rede conta com um regulador de tensão entre as barras 650 e 632.

Conforme pode ser visto na Tabela 1, o sistema em estudo possui 15 cargas, e cada uma está conectada a uma barra específica da rede. A disposição das cargas segue a configuração original da rede de teste IEEE, ou seja, não houve alteração nas localizações das barras em relação à rede padrão. Uma carga é trifásica e está conectada à barra 671, enquanto as demais são cargas monofásicas e estão espalhadas pelas outras barras do sistema. A Tabela 2 apresenta, ainda, as características de tensão de operação, potências ativas e reativa de cada uma.

Tabela 2 – Características das cargas.

Carga	Barra	Fases	Tensão (kV)	kW	kvar
Load.671	671	3	4.16	1155	660
Load.634a	634	1	0.277	160	110
Load.634b	634	1	0.277	120	90
Load.634c	634	1	0.277	120	90
Load.645	645	1	2.4	170	125
Load.646	646	1	4.16	230	132
Load.692	692	1	4.16	170	151
Load.675a	675	1	2.4	485	190
Load.675b	675	1	2.4	68	60
Load.675c	675	1	2.4	290	212
Load.611	611	1	2.4	170	80
Load.652	652	1	2.4	128	86
Load.670a	670	1	2.4	17	10
Load.670b	670	1	2.4	66	38
Load.670c	670	1	2.4	117	68

Fonte: Própria

A rede IEEE de 13 barras possui linhas com diferentes comprimentos e parâmetros de impedância e capacitância que conectam as barras do sistema. A Tabela 3 apresenta as características das linhas.

Tabela 3 – Características das linhas de distribuição.

Nome da Linha	Fases	Barra De	Barra Para	Comprimento (km)	Parâmetros de Linha
650632	3	650	632	0,6096	mtx601
632670	3	632	670	0,2033	mtx601
670671	3	670	671	0,4062	mtx601
671680	3	671	680	0,3048	mtx601
632633	3	632	633	0,1524	mtx602
632645	2	632	645	0,1524	mtx603
645646	2	645	646	0,0914	mtx603
692675	3	692	675	0,1524	mtx606
671684	2	671	684	0,0914	mtx604
684611	1	684	611	0,0914	mtx605
684652	1	684	652	0,2438	mtx607
671692	3	671	692	0	-

Fonte: Própria.

Os parâmetros de cada linha definidos pelos mtx601 ao mtx607, definem as características de impedância e capacitância por unidade de comprimento. A partir dos dados apresentados acima, observa-se que os parâmetros das linhas podem ser representados pelas seguintes equações:

$$[Z_{mtx601}] = \begin{bmatrix} 0,2153 + j0,6323 & 0,0969 + j0,3117 & 0,0982 + j0,2632 \\ 0,0969 + j0,3117 & 0,2097 + j0,6510 & 0,0954 + j0,2392 \\ 0,0982 + j0,2632 & 0,0954 + j0,2392 & 0,2120 + j0,6431 \end{bmatrix} \Omega/\text{km} \quad (2)$$

para Mtx601;

$$[Z_{mtx602}] = \begin{bmatrix} 0,4675 + j0,7337 & 0,0982 + j0,2632 & 0,0969 + j0,3117 \\ 0,0982 + j0,2632 & 0,4645 + j0,7446 & 0,0954 + j0,2392 \\ 0,0969 + j0,3117 & 0,0954 + j0,2392 & 0,4619 + j0,7523 \end{bmatrix} \Omega/\text{km} \quad (3)$$

para Mtx602;

$$[Z_{mtx603}] = \begin{bmatrix} 0,8224 + j0,8429 & 0,1284 + j0,2852 \\ 0,1284 + j0,2852 & 0,8261 + j0,8367 \end{bmatrix} \Omega/\text{km} \quad (4)$$

para Mtx603;

$$[Z_{mtx604}] = \begin{bmatrix} 0,8224 + j0,8429 & 0,1284 + j0,2852 \\ 0,1284 + j0,2852 & 0,8261 + j0,8367 \end{bmatrix} \Omega/\text{km} \quad (5)$$

para Mtx604;

$$[Z_{mtx605}] = [0,8257 + j0,8371] \Omega/\text{km} \quad (6)$$

para Mtx605;

$$[Z_{mtx606}] = \begin{bmatrix} 0,4919 + j0,2723 & 0,1979 + j0,0172 & 0,1762 - j0,0114 \\ 0,1979 + j0,0172 & 0,4855 + j0,2464 & 0,1979 + j0,0172 \\ 0,1762 - j0,0114 & 0,1979 + j0,0172 & 0,4919 + j0,2723 \end{bmatrix} \Omega/\text{km} \quad (7)$$

e

$$[C_{mtx606}] = \begin{bmatrix} 238,5 & 0 & 238,5 \\ 0 & 0 & 0 \\ 238,5 & 0,1979 + j0,0172 & 238,5 \end{bmatrix} \text{nF}/\text{km} \quad (8)$$

para Mtx606;

$$[Z_{mtx607}] = [0,8342 + j0,3183] \Omega/\text{km} \quad (9)$$

e

$$[C_{mtx607}] = [146,66] \text{nF}/\text{km} \quad (10)$$

para Mtx607.

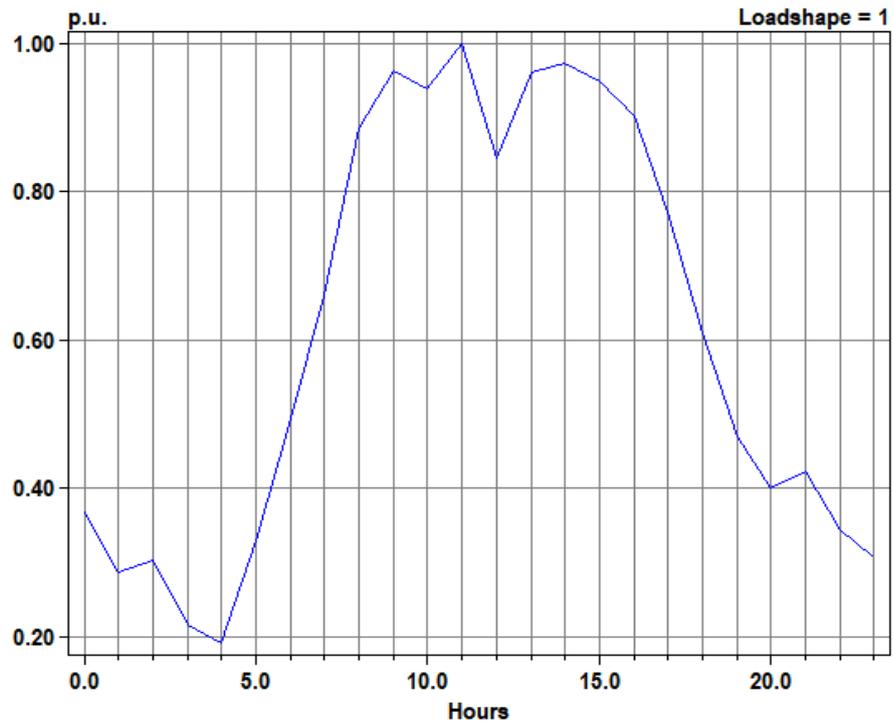
Para a modelagem das cargas no sistema, foram utilizadas duas curvas de carga distintas, conhecidas como *loadshapes*. Uma *loadshape* é uma sequência de valores que representa a variação da demanda de uma carga ao longo do tempo. Foram definidas duas *loadshapes* específicas, uma aplicada à carga trifásica conectada à barra 671, e outra atribuída às cargas monofásicas, distribuídas entre as fases das demais barras do sistema. A associação das cargas aos perfis industrial (trifásica) e comercial (monofásicas) foi feita de forma arbitrária, com o objetivo de diferenciar os padrões de consumo.

A carga trifásica, instalada na barra 671, é a de maior potência do sistema, com 1155 kW e 660 kVAR em 4,16 kV. Ela foi associada ao perfil industrial e, portanto, vinculada a uma *loadshape* que simula um consumo variável ao longo do dia, mantendo-se elevada inclusive fora do horário comercial, atingindo seu valor mínimo de 0,58 pu às 4h da manhã.

As cargas monofásicas, por sua vez, foram vinculadas a um perfil comercial. A maior delas está conectada à fase A da barra 675, com 485 kW e 190 kVAR em 2,4 kV. A *loadshape* correspondente apresenta picos de demanda entre 8h e 17h, refletindo o comportamento esperado de cargas comerciais durante o horário de funcionamento.

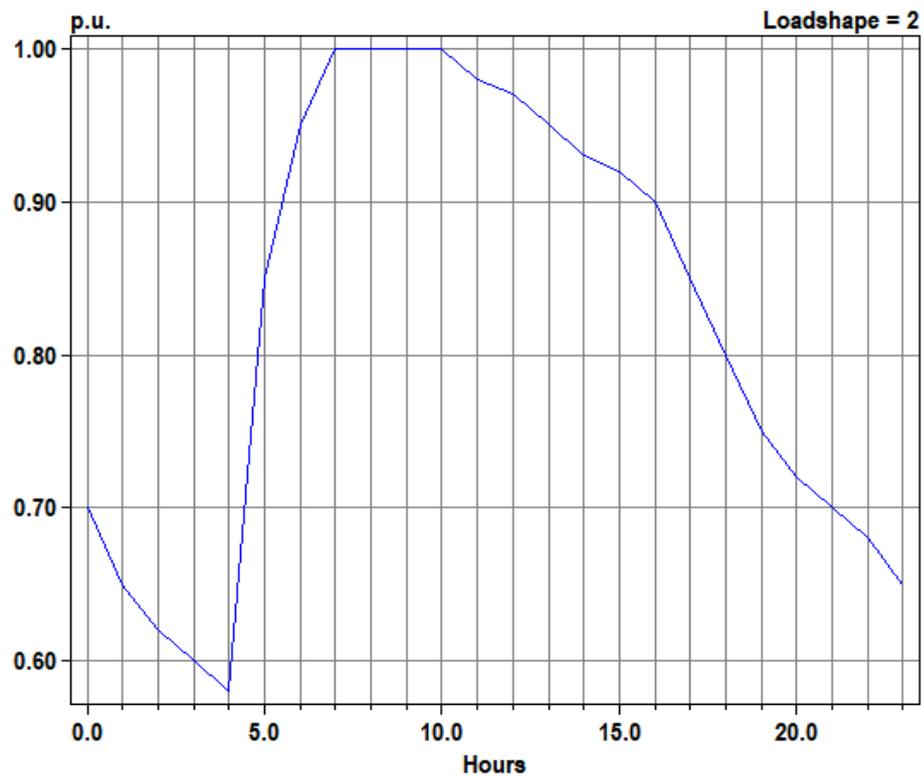
Cada *loadshape* foi composta por 24 pontos, representando o valor relativo da carga em cada hora do dia. Esses valores foram definidos arbitrariamente, apenas para fins de simulação. Isso permite a realização de estudos sobre o comportamento do sistema sob essas condições. As curvas utilizadas podem ser visualizadas nas Figuras 14 e 15.

Figura 14 – Loadshape para as cargas monofásicas.



Fonte: Própria.

Figura 15 – Loadshape para a carga trifásica.



Fonte: Própria.

Além das cargas, o sistema de teste possui dois bancos de capacitores. O primeiro está conectado à barra 675, é trifásico e possui potência reativa de 600 kVAR. O segundo está conectado à barra 611, é monofásico, com potência reativa de 100 kVAR e tensão nominal de 2,4 kV. As características dos bancos de capacitores podem ser vistas na Tabela 4.

Tabela 4 – Características dos bancos de capacitores.

Capacitor	Barra	Fases	Potência Reativa (kVAR)	Tensão Nominal (kV)
Cap1	675	3	600	4.16
Cap2	611	1	100	2.4

Fonte: Própria.

O sistema também apresenta uma chave entre as barras 671 e 692. A chave está configurada como uma chave fechada no sistema, apresentando impedâncias praticamente nulas, como pode ser visto na Tabela 5.

Tabela 5 – Características da chave.

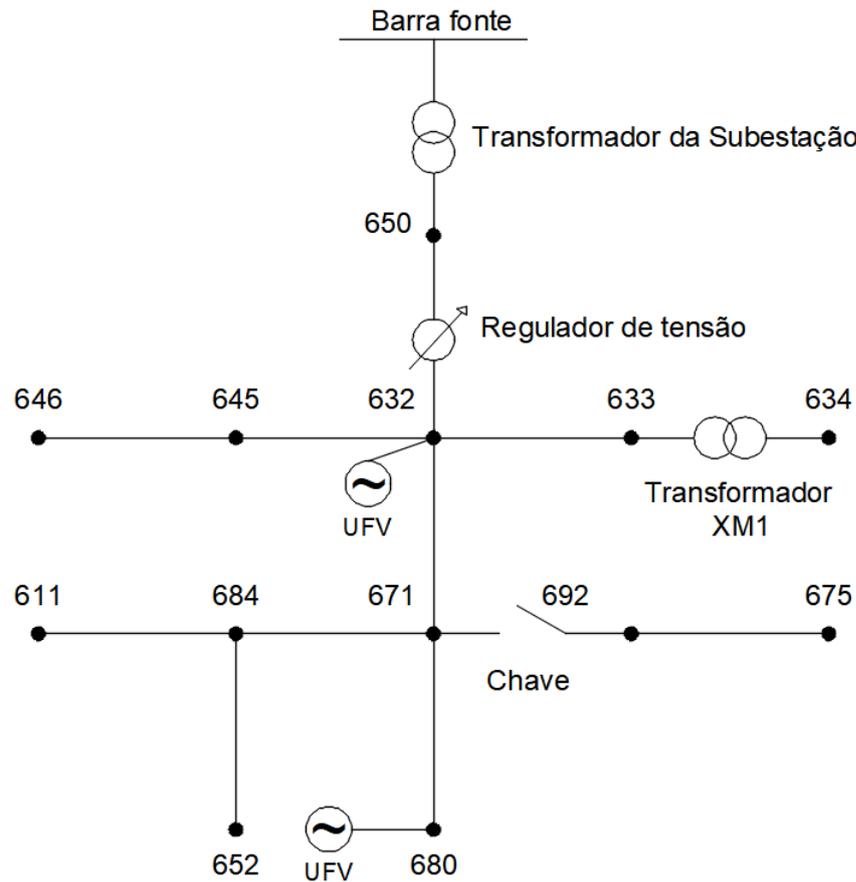
Estado Inicial	Fechada
Resistência seq. positiva (r1)	0,0001 Ω
Reatância seq. positiva (x1)	0,0000 Ω
Resistência seq. zero (r0)	0,0001 Ω
Reatância seq. zero (x0)	0,0000 Ω
Capacitância seq. positiva (c1)	0,0000
Capacitância seq. zero (c0)	0,0000

Fonte: Própria.

3.2 Modelagem de geração solar fotovoltaica no OpenDSS

A modelagem das UFVs foi realizada no OpenDSS, visando sua conexão à rede teste da IEEE, sendo necessária a definição de seus parâmetros e características. Para isso, foram acrescentadas duas UFVs ao sistema teste, sendo uma conectada à barra 632 e outra à barra 680, a escolha por essas barras para conexão das UFVs se deu de forma aleatória para a realização da análise. A configuração da rede teste com a inserção das usinas pode ser vista na Figura 16.

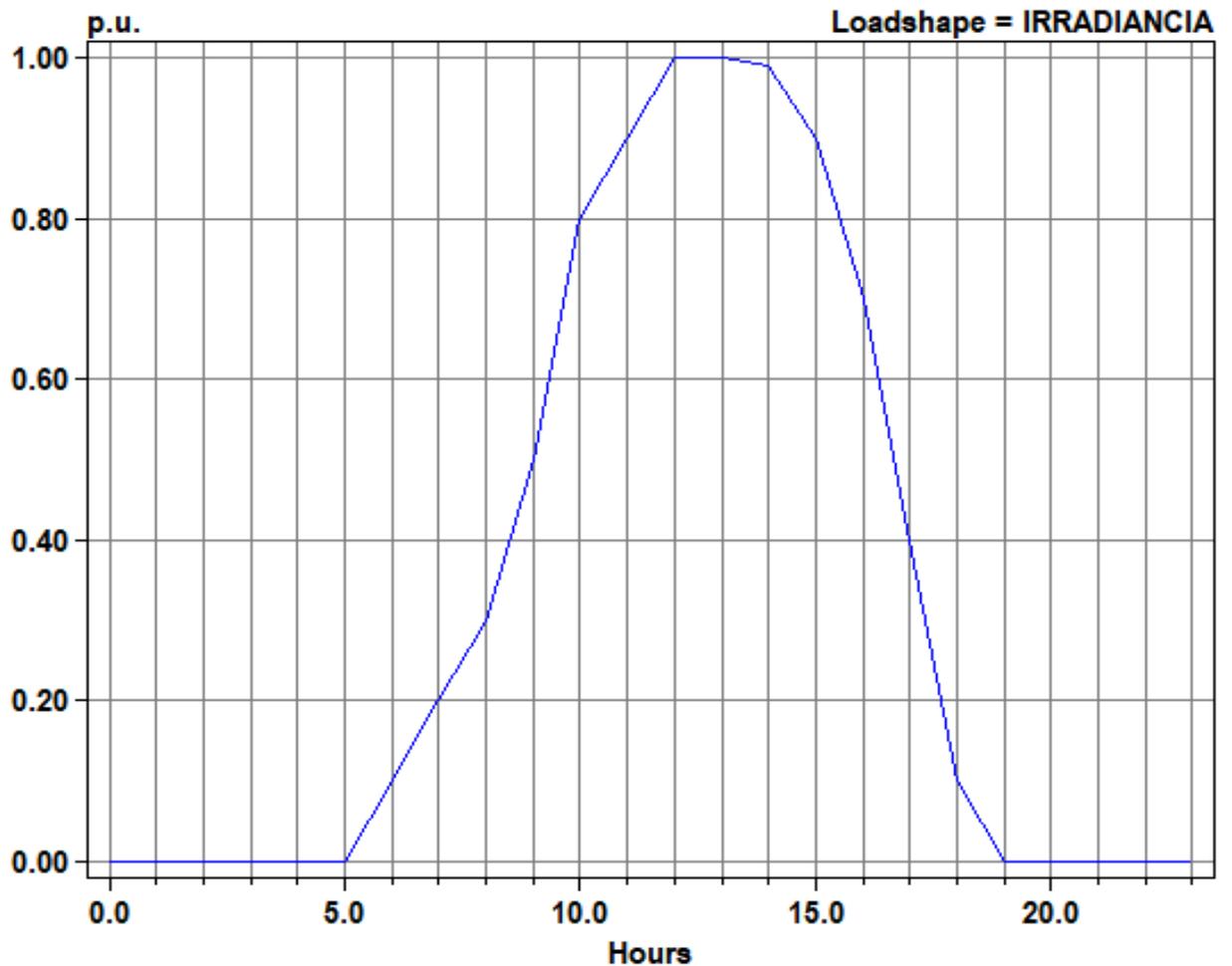
Figura 16 – Diagrama unifilar rede teste IEEE 13 barras com a inserção das UFVs.



Fonte: Própria.

Para a simulação ao longo do tempo, é necessário utilizar uma curva de irradiância solar que represente de forma realista a variação da radiação ao longo do dia. Nesse sentido, elaborou-se uma curva diária que se inicia por volta das 5 horas da manhã, correspondendo ao nascer do sol, atinge os valores máximos entre 10h e 16h, período de maior geração das UFVs, e decresce gradualmente até zerar durante a noite e a madrugada. Essa modelagem permite reproduzir o comportamento típico da geração solar em um dia, fornecendo uma base para avaliar o desempenho do sistema e a atuação do BESS frente às variações de produção. A curva utilizada é apresentada na Figura 17.

Figura 17– Curva diária da Irradiância solar em pu.



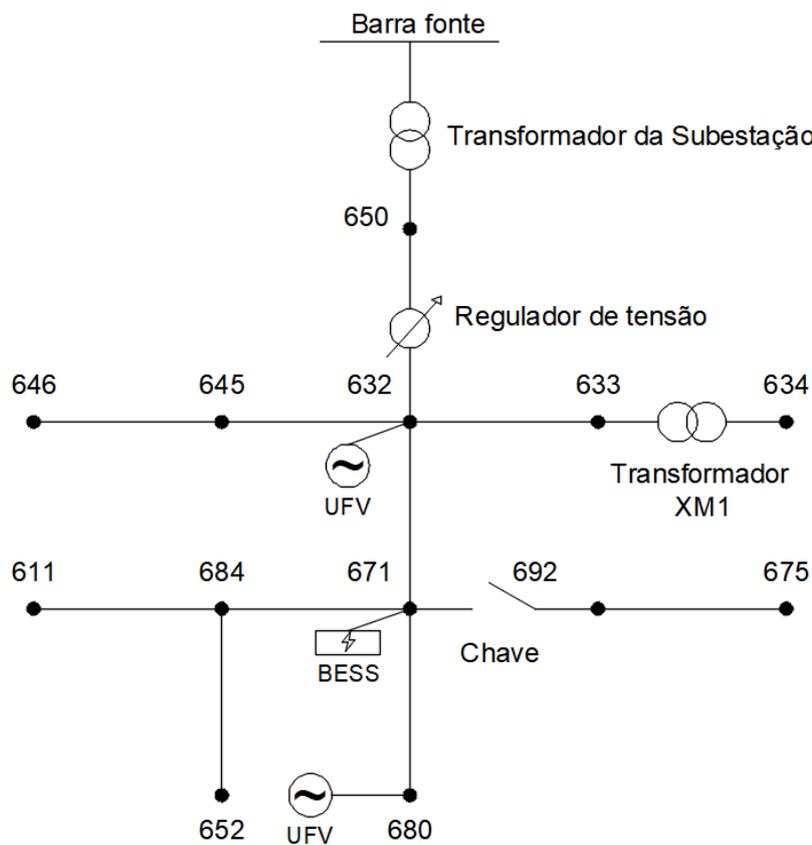
Fonte: Própria.

As duas UFVs conectadas à rede foram modeladas com as mesmas características: cada uma possui potência instalada de 2 MVA, tensão de 0,48 kV e inicia a geração a partir de 10% da potência de entrada do inversor, os valores de potência definidos para as UFVs foram escolhidos com o objetivo de provocar o fluxo reverso na rede para realização do estudo. Cada UFV está conectada a um transformador que rebaixa a tensão de 4,16 kV da barra para 0,48 kV, que é a tensão de operação da usina.

3.3 Modelagem de Sistema de Armazenamento de Energia por Bateria

Para realizar a modelagem do sistema de baterias no OpenDSS, foi inserido um BESS trifásico na barra 671 do sistema em estudo, a posição central foi designada visando a sua atuação de forma mais ampla na rede de estudo, como pode ser observado na Figura 18.

Figura 18 – Diagrama unifilar rede teste IEEE 13 barras com a inserção das UFVs e BESS.

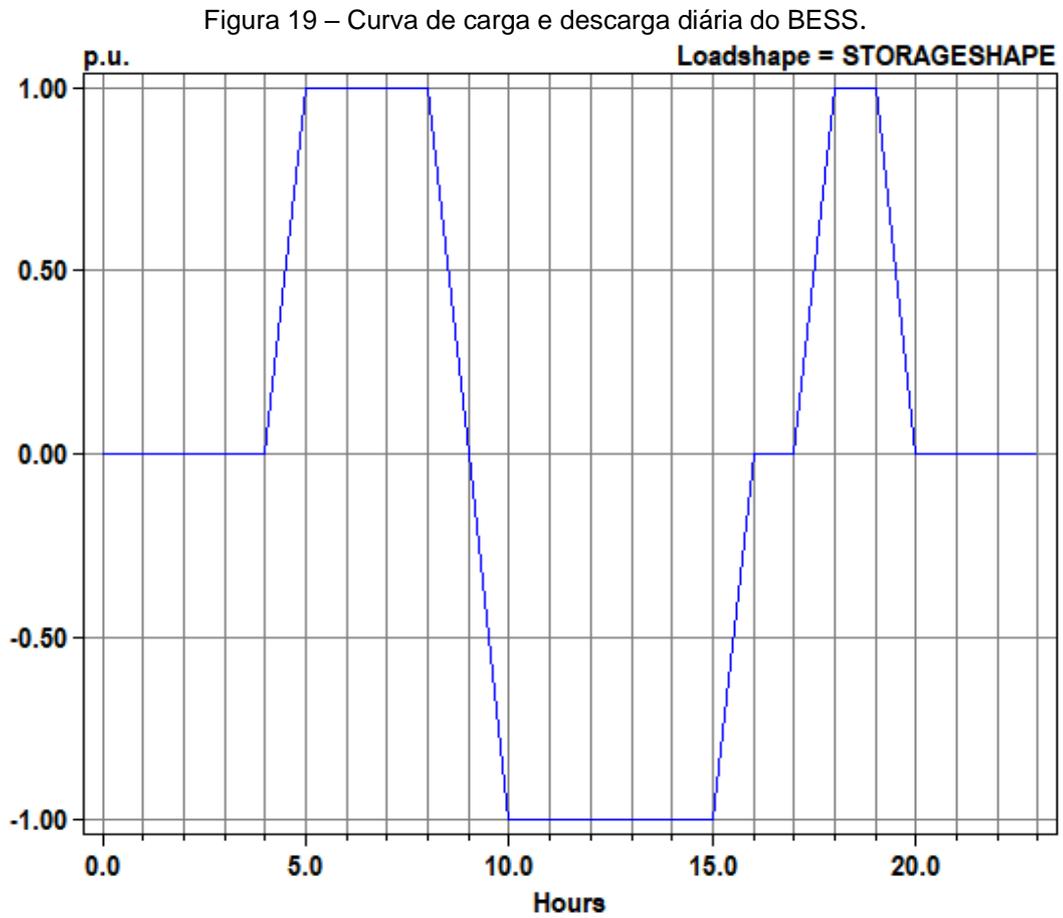


Fonte: Própria.

O sistema possui armazenamento de até 7200 kW, a uma taxa de carregamento e descarregamento máximo de 1200 kW por hora. O que dá ao BESS uma autonomia de 6 horas quando totalmente carregado.

É possível projetar a operação do BESS para eliminar o fluxo reverso nos períodos em que a geração das UFV excede a demanda de carga do sistema. O BESS foi modelado para carregar nesses momentos de maior geração solar, atuando como uma carga no sistema. Por outro lado, em períodos de alta demanda, o BESS se descarrega, contribuindo com a rede ao fornecer energia, o que ajuda a reduzir a

demanda máxima e aliviar o sistema. Foi utilizada uma *loadshape* para o BESS definindo os pontos de carga e descarga como pode ser visto na Figura 19.



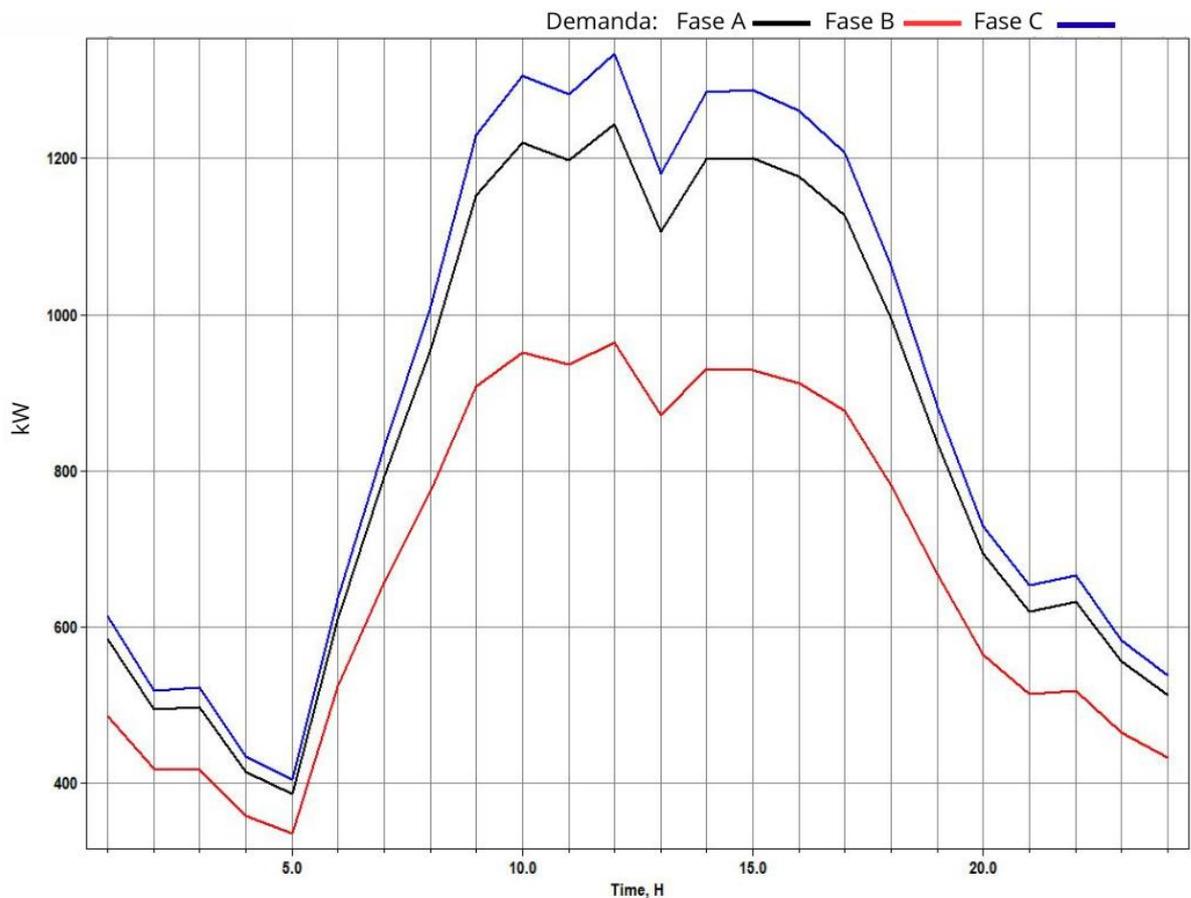
Fonte: Própria.

4 UTILIZAÇÃO DE BESS PARA MITIGAR FLUXO REVERSO – RESULTADOS NUMÉRICOS

Para a análise da rede teste, foi realizada a comparação do sistema em três configurações diferentes: sem a utilização das UFVs e do BESS, com a inserção apenas das UFVs e, por fim, com a inserção do BESS visando mitigar os impactos causados pela geração fotovoltaica.

As curvas de demanda do sistema foram obtidas a partir da barra 650, conectada à subestação do sistema de distribuição, permitindo avaliar o comportamento global da rede em cada configuração. A Figura 20 apresenta o gráfico da demanda diária da rede antes da inserção das UFVs e do BESS.

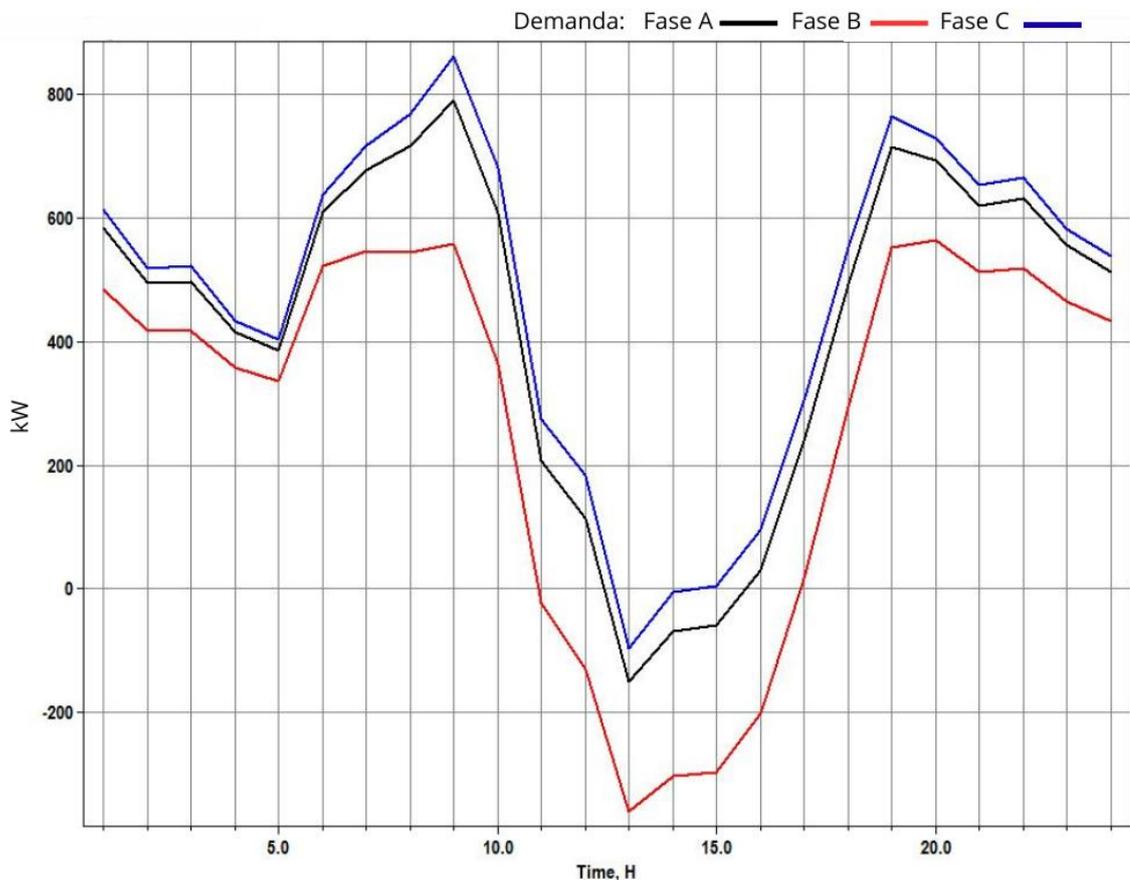
Figura 20– Curva de demanda da rede sem UFV e BESS.



Fonte: Própria.

Para o segundo cenário, foram inseridas as UFVs ao sistema, a fim de avaliar o seu comportamento quando sujeito a geração solar fotovoltaica. A Figura 21 apresenta a Curva de demanda da rede com UFV e sem BESS.

Figura 21– Curva de demanda da rede com UFV e sem BESS.



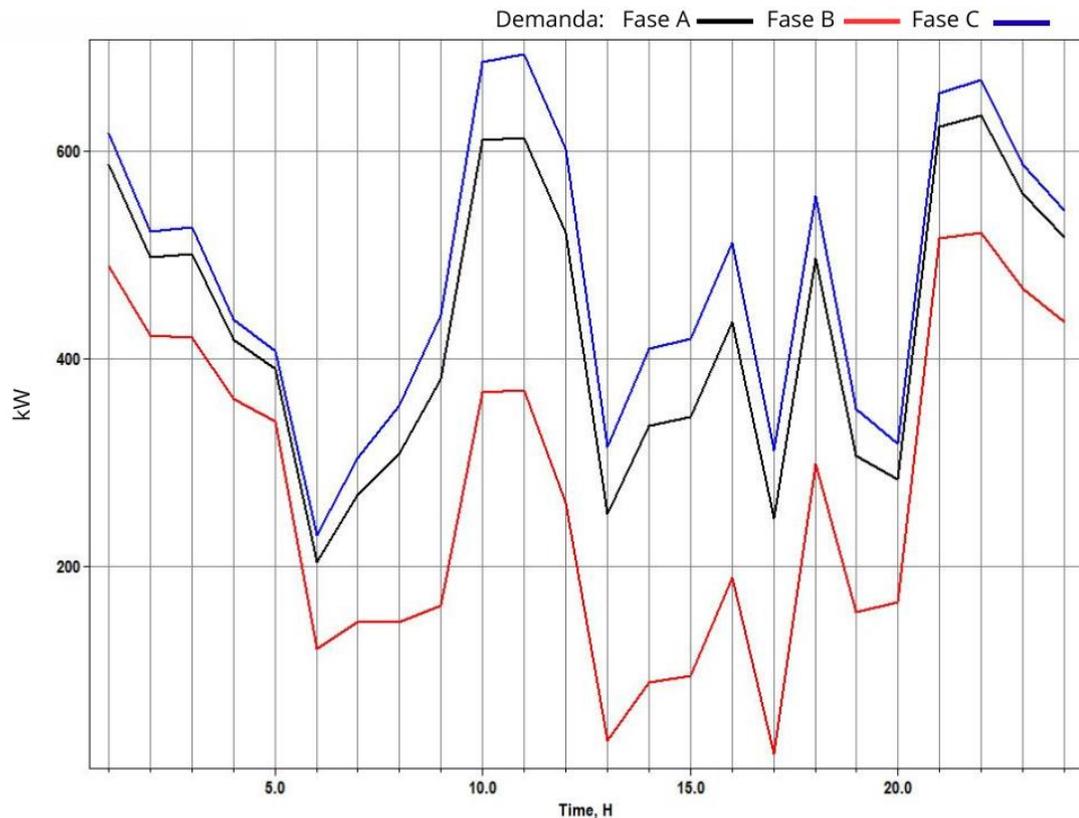
Fonte: Própria.

Foi possível observar uma redução significativa da potência requerida pela rede nos períodos de maior geração fotovoltaica, especialmente entre 10h e 17h. A demanda máxima, que antes ocorria às 12h com 1334 kW, passou a ocorrer às 9h com 862 kW, conforme mostra a Figura 21.

No entanto, entre 11h e 17h, a geração das UFVs supera a demanda de carga do sistema, resultando em um excedente de potência que, por não ser consumido localmente, é enviado de volta à subestação, caracterizando o fluxo reverso de potência na rede, o pico da reversão ocorre às 13 horas com um fluxo de 151,2 kW, 360,4 kW, e 97,3 kW no sentido reverso nas fases A, B e C respectivamente.

Para eliminar o efeito, foi inserido um BESS na barra 671. A atuação do BESS foi configurada para absorver o excedente de energia gerado durante o período que a rede apresenta fluxo reverso. A Figura 22 apresenta a nova curva de demanda da rede, já considerando o impacto da operação do BESS.

Figura 22– Curva de demanda da rede com UFV e com BESS.



Fonte: Própria.

Ao analisar o gráfico presente na Figura 22 referente a esta nova configuração, observa-se que o fluxo reverso foi eliminado com a inserção do sistema BESS na rede de distribuição. Como as baterias foram modeladas para se descarregarem durante os períodos de alta demanda, atuando como um gerador, e para se carregarem durante os períodos de alta geração da UFV, comportando-se como carga, foi possível reduzir a demanda máxima do sistema, aliviando, assim, a rede em teste. A demanda máxima de 862 kW que ocorria as 9 horas já com as UFV's, foi reduzida para 695 kW as 11 horas com o BESS.

5 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

O trabalho descreveu, em ambiente simulado, uma análise dos impactos da aplicação de sistema fotovoltaico, onde se verificou aspectos apresentados sobre o fluxo reverso.

A utilização do *software* OpenDSS se mostrou eficiente para realizar a simulação e modelagem do sistema elétrico, apresentando boas funcionalidades para modelagem e análise de dados. Além dele, a rede teste da IEEE também se mostrou uma boa escolha para a realização dos estudos, visto que é uma rede que contém vários equipamentos e configurações que a aproximam de uma rede de distribuição real.

Com base nos resultados obtidos através da simulação, chegou-se à conclusão que é possível utilizar o BESS para eliminar o fluxo reverso causado pela alta inserção de energia provenientes de UFVs na rede teste de distribuição. Além de possibilitar a eliminação do fluxo reverso, a utilização de BESS mostrou-se capaz de diminuir picos de demanda do sistema, causando o alívio na rede de distribuição.

Sendo assim, todos os objetivos propostos para este trabalho foram alcançados de maneira satisfatória.

Entretanto, alguns desafios e limitações foram encontrados durante o desenvolvimento deste trabalho. Foi observada uma limitação na variedade de configurações simuladas, o que restringiu a abrangência das conclusões. A análise poderia ser aprofundada em relação ao comportamento de redes com diferentes topologias ou em cenários com diferentes perfis de consumo e inserção de energia fotovoltaica.

Dessa forma, embora o trabalho tenha cumprido seus objetivos de forma satisfatória, há espaço para o aprofundamento da análise em futuras pesquisas. Sugere-se, para trabalhos subsequentes, a exploração do uso de BESS e UFVs em diferentes barras da rede de distribuição, considerando diferentes configurações e cenários de inserção de energia fotovoltaica. Além disso, a realização de simulações com maior diversidade de parâmetros e condições operacionais, ampliando o escopo do estudo. O aprofundamento teórico sobre os efeitos de grande penetração de

geração distribuída também é uma área que pode ser mais explorada, principalmente no que diz respeito ao impacto de longo prazo nas redes de distribuição.

Este trabalho contribui para o entendimento de como o OpenDSS pode ser uma ferramenta válida para estudos envolvendo redes de distribuição com geração solar e uso de BESS. No entanto, há margem para expandir a análise e explorar outras variáveis que possam otimizar ainda mais a operação desses sistemas.

REFERÊNCIAS

- ABSOLAR. **Panorama da solar fotovoltaica no Brasil e no mundo**. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 12 jul. 2025.
- ANEEL. **Apresentação de Estudos de Inversão de Fluxo Art. 73, §1º da REN nº 1.000/2021**. [S.l.] ANEEL, 2021.
- BICHELS, Arlei. **Sistemas elétricos de potência: métodos de análise e solução**. Curitiba: EDUTFPR, 2018.
- BIN TURIMAN, Muhammad Syahir; NIZAM BIN MOHD SARMIN, Mohd Khairun. **Reverse Power Flow Analysis in Distribution Network**. *In*: mar. 2021.
- CORRÊA, CAMILA SCHUCK. **Análise do Impacto da Geração Distribuída Fotovoltaica em Sistemas de Distribuição Utilizando Múltiplos Cenários de Geração com Discretização Intra-horária**. Rio de Janeiro: UFRJ, 2020.
- DE CARNE, Giovanni *et al.* **The role of energy storage systems for a secure energy supply: A comprehensive review of system needs and technology solutions**. *Electric Power Systems Research*, v. 236, p. 110963, 2024.
- DE OLIVEIRA, MÍRIAN ELLEN BARROS; PEREIRA DA ROCHA, Ednardo. **Análise da Perspectivas da Utilização do Sistema BESS em Unidades Consumidoras Atendidas em Média Tensão**. Mossoró: UFERSA, 2023.
- DE SOUZA E SILVA, Rogério Diogne. **Novas tecnologias e infraestrutura do setor elétrico brasileiro: Armazenamento de energia em baterias**. Brasília: Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), 2022. Disponível em: <<https://hdl.handle.net/10419/265265>>.
- DUGAN, Roger C.; MCDERMOTT, Thomas E. **An open source platform for collaborating on smart grid research**. *In*: 2011.
- EPE. **Expansão da geração: Fontes**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-geracao/fontes>>. Acesso em: 13 jul. 2025.
- EPRI. **OpenDSS Documentation**. Disponível em: <<https://www.epri.com/pages/sa/opensdss>>. Acesso em: 31 maio. 2025.
- KAGAN, Nelson; OLIVEIRA, Carlos César Barioni de; ROBBA, Ernesto João. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. [S.l.]: Edgard Blucher, 2005.
- LÓPEZ, Lucas *et al.* **Analysis of impact for PV-BES strategies in low-voltage distribution system**. *Electrical Engineering*, v. 107, n. 2, p. 2147–2162, 2025.

MAJEED, Issah B.; NWULU, Nnamdi I. **Reverse Power Flow Due to Solar Photovoltaic in the Low Voltage Network.** *IEEE Access*, v. 11, p. 44741–44758, 2023.

QUIJADA, J. E. M.; BEZERRA, J. M. B.; BEÇA, J. M. M., **Uprating of Electric Power Transmission Lines through the Incorporation of Additional Conductor in Sub spans.** ELSEVIER – Electrical Power System Research. 2019.

ONS. **O Sistema em Números.** Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Acesso em: 12 jul. 2025.

SOSNOWSKI, Robert; BASZYŃSKI, Marcin; KONSTANTINOU, Charalambos. **An MDP-Based Approach for Distribution System Control with PV Generation and Battery Storage.** *In*: set. 2024.

SOUZA, AMANDA CAROLINE MONTEIRO DE. **APLICAÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA POR BATERIAS PARA A SUAVIZAÇÃO DE POTÊNCIA EM USINAS EÓLICAS.** Recife: UFPE, 2022.

APÊNDICES

APÊNDICE A – CÓDIGO DA SIMULAÇÃO NO OPENDSS

Clear

Redirect subestacao.dss

Redirect trafos.dss

redirect IEEELineCodes.dss

redirect linhas.dss

redirect loadshape.dss

redirect cargas.dss

redirect capacitores.dss

redirect sistemafotovoltaico.dss

redirect baterias.dss

//potencia gerada pelo sistema fotovoltaico 1

PVSystem.PV1.enabled=yes

New monitor.PV_potencias1 element=Transformer.trafopv1 terminal=1 mode=1
ppolar=no

New monitor.PV_variaveis1 element=PVSystem.PV1 terminal=1 mode=3
ppolar=no

//potencia gerada pelo sistema fotovoltaico 2

PVSystem.PV2.enabled=yes

New monitor.PV_potencias2 element=Transformer.trafopv2 terminal=1 mode=1
ppolar=no

New monitor.PV_variaveis2 element=PVSystem.PV2 terminal=1 mode=3
ppolar=no

//parâmetros das baterias

Storage.baterias.enabled=no

New monitor.Baterias_Potencias element=Storage.baterias terminal=1 mode=1
ppolar=no

New monitor.Baterias_variaveis element=Storage.baterias terminal=1 mode=3
ppolar=no

redirect tensoesbase.dss

New monitor.demanda element=line.650632 terminal=1 mode=1 ppolar=no

Set mode=daily

Set number=24

Set stepsize=1h

Solve

//Dados Subestação

new circuit.IEEE13BARRAS

~ basekv=115 pu=1.0001 phases=3 bus1=SourceBus

~ Angle=30

~ MVAsc3=20000 MVASC1=21000 ! stiffen the source to approximate inf
source

AddBusMarker Bus=SourceBus Code=40 Color=Green Size=3

//trafos

New Transformer.Sub Phases=3 Windings=2 XHL=(8 1000 /)

~ wdg=1 bus=SourceBus conn=delta kv=115 kva=5000 %r=(.5 1000 /)

~ wdg=2 bus=650 conn=wye kv=4.16 kva=5000 %r=(.5 1000 /)

//Trafos reguladores

New Transformer.Reg1 phases=1 bank=reg1 XHL=0.01 kVAs=[1666 1666]

~ Buses=[650.1 RG60.1] kVs=[2.4 2.4] %LoadLoss=0.01

new regcontrol.Reg1 transformer=Reg1

winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=20 ctpri=700 R=3 X=9

New Transformer.Reg2 phases=1 bank=reg1 XHL=0.01 kVAs=[1666 1666]

~ Buses=[650.2 RG60.2] kVs=[2.4 2.4] %LoadLoss=0.01

```

new regcontrol.Reg2 transformer=Reg2
winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=20 ctpri=700 R=3 X=9

New Transformer.Reg3 phases=1 bank=reg1 XHL=0.01 kVAs=[1666 1666]
~ Buses=[650.3 RG60.3] kVs=[2.4 2.4] %LoadLoss=0.01

new regcontrol.Reg3 transformer=Reg3
winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=20 ctpri=700 R=3 X=9

//Trafo 633-634

New Transformer.XFM1 Phases=3 Windings=2 XHL=2
~ wdg=1 bus=633 conn=Wye kv=4.16 kva=500 %r=.55
~ wdg=2 bus=634 conn=Wye kv=0.480 kva=500 %r=.55

//LineCodes

New linecode.mtx601 nphases=3 BaseFreq=60
~ rmatrix = (0.3465 | 0.1560 0.3375 | 0.1580 0.1535 0.3414 )
~ xmatrix = (1.0179 | 0.5017 1.0478 | 0.4236 0.3849 1.0348 )
~ units=mi

New linecode.mtx602 nphases=3 BaseFreq=60
~ rmatrix = (0.7526 | 0.1580 0.7475 | 0.1560 0.1535 0.7436 )
~ xmatrix = (1.1814 | 0.4236 1.1983 | 0.5017 0.3849 1.2112 )
~ units=mi

New linecode.mtx603 nphases=2 BaseFreq=60
~ rmatrix = (1.3238 | 0.2066 1.3294 )
~ xmatrix = (1.3569 | 0.4591 1.3471 )
~ units=mi

New linecode.mtx604 nphases=2 BaseFreq=60
~ rmatrix = (1.3238 | 0.2066 1.3294 )
~ xmatrix = (1.3569 | 0.4591 1.3471 )

```

```

~ units=mi

New linecode.mtx605 nphases=1 BaseFreq=60

~ rmatrix = (1.3292 )

~ xmatrix = (1.3475 )

~ units=mi

New Linecode.mtx606 nphases=3 Units=mi

~ Rmatrix=[0.791721 |0.318476 0.781649 |0.28345 0.318476 0.791721 ]

~ Xmatrix=[0.438352 |0.0276838 0.396697 |-
0.0184204 0.0276838 0.438352 ]

~ Cmatrix=[383.948 |0 383.948 |0 0 383.948 ]

New linecode.mtx607 nphases=1 BaseFreq=60

~ rmatrix = (1.3425 )

~ xmatrix = (0.5124 )

~ cmatrix = [236]

~ units=mi

// Linhas

New Line.650632 Phases=3
Bus1=RG60.1.2.3 Bus2=632.1.2.3 LineCode=mtx601 Length=2000 units=ft

New Line.632670 Phases=3
Bus1=632.1.2.3 Bus2=670.1.2.3 LineCode=mtx601 Length=667 units=ft

New Line.670671 Phases=3
Bus1=670.1.2.3 Bus2=671.1.2.3 LineCode=mtx601 Length=1333 units=ft

New Line.671680 Phases=3
Bus1=671.1.2.3 Bus2=680.1.2.3 LineCode=mtx601 Length=1000 units=ft

New Line.632633 Phases=3
Bus1=632.1.2.3 Bus2=633.1.2.3 LineCode=mtx602 Length=500 units=ft

New Line.632645 Phases=2
Bus1=632.3.2 Bus2=645.3.2 LineCode=mtx603 Length=500 units=ft

```

```

New Line.645646 Phases=2
Bus1=645.3.2 Bus2=646.3.2 LineCode=mtx603 Length=300 units=ft

New Line.692675 Phases=3
Bus1=692.1.2.3 Bus2=675.1.2.3 LineCode=mtx606 Length=500 units=ft

New Line.671684 Phases=2
Bus1=671.1.3 Bus2=684.1.3 LineCode=mtx604 Length=300 units=ft

New Line.684611 Phases=1
Bus1=684.3 Bus2=611.3 LineCode=mtx605 Length=300 units=ft

New Line.684652 Phases=1
Bus1=684.1 Bus2=652.1 LineCode=mtx607 Length=800 units=ft

New Line.671692 Phases=3 Bus1=671 Bus2=692 Switch=y r1=1e-4 r0=1e-
4 x1=0.000 x0=0.000 c1=0.000 c0=0.000

//Loadshapes cargas

New Loadshape.1 npts=24 interval=1 mult=(0.3825 0.2973 0.3157 0.2241
0.1986 0.3428 0.5134 0.6852 0.9214 1.0000 0.9743 1.0387 0.8784 0.9992 1.0103
0.9865 0.9371 0.8025 0.6328 0.4879 0.4156 0.4392 0.3564 0.3197)
action=normalize

New Loadshape.2 npts=24 interval=1 mult=(0.7000 0.6500 0.6200 0.6000
0.5800 0.8500 0.9500 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 0.9800 0.9700 0.9500 0.9300
0.9200 0.9000 0.8500 0.8000 0.7500 0.7200 0.7000 0.6800 0.6500)
action=normalize

// Capacitores

New Capacitor.Cap1 Bus1=675 phases=3 kVAR=600 kV=4.16

New Capacitor.Cap2 Bus1=611.3 phases=1 kVAR=100 kV=2.4

// Sistema fotovoltaico

// Relaciona a temperatura (eixo X) com a eficiência na saída quando a
irradiação é 1 pu

New XYCurve.tempeficiencia npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0 0.8
0.6]

```

```

// Eficiência de conversão do sistema de potência DC para AC
New XYCurve.eficiencia npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray=[.86 .9 0.93 0.97]

// Curva irradiância por unidade
New Loadshape.Irradiancia npts=24 interval=1 mult=(0 0 0 0 0 0 0.1 0.2 0.3
0.5 0.8 0.9 1.0 1.0 0.99 0.9 0.7 0.4 0.1 0 0 0 0 0)

// Curva temp durante o dia
New TShape.temperaturaPV npts=24 interval=1 temp=(20, 20, 21, 22, 24, 27,
30, 32, 33, 35, 34, 32, 31, 30, 29, 28, 27, 26, 25, 24, 23, 22, 21, 20)

//Sistema fotovoltaico

New PVSystem.PV1 phases=3 bus1=trafo_pv1 kv=0.48 kVA=2000
irradiance=0.99 Pmpp=2000 temperature=25 PF=1 %Cutin=0.1
%Cutout=0.1 EffCurve=eficiencia P-TCurve=tempeficiencia daily=Irradiancia
Tdaily=temperaturaPV

New Transformer.trafopv1 phases=3 xhl=5.75
~ wdg=1 bus=trafo_pv1 kv=0.48 kVA=2000.0 conn=wye
~ wdg=2 bus=680 kv=4.16 kVA=2000.0 conn=wye

// Sistema fotovoltaico 2

New PVSystem.PV2 phases=3 bus1=trafo_pv2 kv=0.48 kVA=2000
irradiance=0.99 Pmpp=2000 temperature=25 PF=1 %Cutin=0.1
%Cutout=0.1 EffCurve=eficiencia P-TCurve=tempeficiencia daily=Irradiancia
Tdaily=temperaturaPV

New Transformer.trafopv2 phases=3 xhl=5.75
~ wdg=1 bus=trafo_pv2 kv=0.48 kVA=2000.0 conn=wye
~ wdg=2 bus=632 kv=4.16 kVA=2000.0 conn=wye

// Sistema de baterias

New Loadshape.bateriashape npts=24 interval=1 mult=(0 0 0 0 0 1 1 1 1 0 -1 -
1 -1 -1 -1 -1 0 0 1 1 0 0 0 0)

```

New Storage.baterias phases=3 Bus1=671 kV=4.16 kWrated=1200
kWhrated=7200 dispmode=follow daily=bateriashape