

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

VINICIUS NASCIMENTO DE FREITAS

**APLICAÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA
POR BATERIAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

FLORIANÓPOLIS, 2025.

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

VINICIUS NASCIMENTO DE FREITAS

**APLICAÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA
POR BATERIAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido
ao Instituto Federal de Educação, Ciência e
Tecnologia de Santa Catarina como parte
dos requisitos para obtenção do título de
Engenheiro Eletricista.

Orientador:
Prof. Daniel Tenfen, Dr. Eng.

FLORIANÓPOLIS, 2025.

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor.

Freitas, Vinicius

APLICAÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA
POR BATERIAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO / Vinicius Freitas;
orientação de Daniel Tenfen. - Florianópolis, SC,
2025.
88 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) - Instituto Federal
de Santa Catarina, Câmpus Florianópolis. Bacharelado
em Engenharia Elétrica. Departamento Acadêmico
de Eletrotécnica.
Inclui Referências.

1. Armazenamento de Energia. 2. BESS. 3. Baterias.
4. Sistemas de Distribuição. 5. OpenDSS. I. Tenfen,
Daniel. II. Instituto Federal de Santa Catarina. III. APLICAÇÃO
DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA POR
BATERIAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.

APLICAÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA POR BATERIAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

VINICIUS NASCIMENTO DE FREITAS

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do título de Engenheiro Eletricista e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Florianópolis, 06 de março, 2025.

Banca Examinadora:

Daniel Tenfen, Dr. Eng.

Prof. Edison Antonio Cardoso Aranha Neto, Dr. Eng.
Instituto Federal de Santa Catarina

Prof. Everthon Taghori Sica, Dr. Eng.
Instituto Federal de Santa Catarina

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo investigar efeitos da integração de sistemas de armazenamento de energia em bateria (BESS) em sistemas de distribuição de energia elétrica. Além da pesquisa bibliográfica sobre o tema, um estudo de caso utilizando o *software* de simulação OpenDSS é realizado. A motivação para este estudo está no crescimento expressivo das fontes de geração renováveis e não esgotáveis no Brasil, que tiveram um aumento substancial de capacidade instalada entre 2017 e 2023. Apesar dos benefícios da diversificação da matriz energética, esse crescimento apresenta desafios para a estabilidade e confiabilidade do sistema elétrico, principalmente devido à intermitência e incerteza associadas a essas fontes renováveis. O uso de BESS é uma solução promissora para mitigar esses desafios, oferecendo modos operacionais que facilitam a integração das fontes renováveis e proporcionando flexibilidade na localização do armazenamento. A metodologia proposta para o desenvolvimento deste trabalho inclui uma revisão de literatura sobre sistemas BESS e o *software* OpenDSS. Posteriormente, é desenvolvido um modelo computacional no *software* OpenDSS que representa um sistema de distribuição de energia elétrica real, a partir dos dados contidos na Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD), com a inserção de um BESS. O sistema real utilizado é o do alimentador ICO06 da subestação Ilha Centro da CELESC (Centrais Elétricas de Santa Catarina), que tem como um de seus consumidores o IFSC Câmpus Florianópolis. Este modelo permite a simulação de diversos cenários, a fim de avaliar o impacto desses sistemas em indicadores como a qualidade do produto da energia elétrica e perdas. Resultados apresentam que um BESS, quando dimensionado de forma adequada, pode mitigar a ocorrência de fluxo de potência reverso advindo de um excedente de geração fotovoltaica no sistema, em uma subestação.

Palavras-chave: Armazenamento de Energia. BESS. Baterias. Sistemas de Distribuição. OpenDSS.

ABSTRACT

This study aims to investigate the effects of integrating Battery Energy Storage Systems (BESS) into electric power distribution systems. In addition to a literature review on the topic, a case study using the OpenDSS simulation software is conducted. The motivation for this study lies in the significant growth of renewable and inexhaustible generation sources in Brazil, which experienced a substantial increase in installed capacity between 2017 and 2023. Despite the benefits of diversifying the energy matrix, this growth presents challenges for the stability and reliability of the electrical system, mainly due to the intermittency and uncertainty associated with these renewable sources. The use of BESS is a promising solution to mitigate these challenges, offering operational modes that facilitate the integration of renewable sources and providing flexibility in storage location. The proposed methodology for this study includes a literature review on BESS systems and the OpenDSS software. Subsequently, a computational model is developed in the OpenDSS software, representing a real electrical distribution system based on the data contained in the Utility's Geographic Database (BDGD), with the integration of a BESS. The real system used is the ICO06 feeder of the Ilha Centro substation of CELESC (Centrais Elétricas de Santa Catarina), which has IFSC Florianópolis Campus as one of its consumers. This model enables the simulation of various scenarios to assess the impact of these systems on indicators such as power quality and energy losses. The results show that a properly sized BESS can mitigate the occurrence of reverse power flow caused by an excess of photovoltaic generation in the system at a substation.

Keywords: Energy Storage. BESS. Batteries. Distribution Systems. OpenDSS.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Classificação das tecnologias de armazenamento	17
Figura 2 – Funcionamento <i>Peak-Shaving</i>	22
Figura 3 – Funcionamento <i>Time-Shift</i>	23
Figura 4 – Atuação do BESS como regulador de frequência.	25
Figura 5 – Definição da Barra no OpenDSS.....	28
Figura 6 – Terminais de um Elemento.	29
Figura 7 – Elemento PD.	29
Figura 8 – Elemento PC.	30
Figura 9 – Modelo <i>PVSystem</i> no <i>OpenDSS</i>	36
Figura 10 – Modelo <i>Storage</i> no <i>OpenDSS</i>	38
Figura 11 – Interface do <i>bdgd2opendd</i>	48
Figura 12 – Interface do arquivo Master no <i>OpenDSS</i>	50
Figura 13 – Interface do QGIS com os dados carregador da BDGD.....	51
Figura 14 – Filtro de camada no QGIS.....	52
Figura 15 – Alimentador ICO06.....	53
Figura 16 – Arquivo master - caso 1 - dia útil.....	55
Figura 17 – Impressão do circuito.	56
Figura 18 – Potência e carregamento da linha da subestação - caso 1 - dia útil.	56
Figura 19 – Perfil de tensão - caso 1 - dia útil.	57
Figura 20 – Perdas no sistema - caso 1 - dia útil.	58
Figura 21 – Arquivo master - caso 1 - domingo.....	58
Figura 22 – Potência e carregamento da linha da subestação - caso 1 - domingo.	59
Figura 23 – Perfil de tensão - caso 1 - domingo.....	60
Figura 24 – Perdas no sistema - caso 1 - domingo.	60
Figura 25 – Arquivo master - caso 2 - dia útil.....	62
Figura 26 – Potência e carregamento na subestação - caso 2 - dia útil.....	63
Figura 27 – Perfil de tensão - caso 2 - dia útil.	63
Figura 28 – Potência na linha da PV - caso 2 - dia útil.....	64
Figura 29 – Perdas no sistema - caso 2 - dia útil.	65
Figura 30 – Potência e carregamento na subestação - caso 2 - domingo.	65
Figura 31 – Perfil de tensão - caso 2 - domingo.....	66
Figura 32 – Potência na linha da PV - caso 2 - dia útil.....	67

Figura 33 – Perdas no sistema - caso 2 - domingo.	67
Figura 34 – Modelagem da bateria e controlador para o caso 3.	68
Figura 35 – Localização do BESS.	69
Figura 36 – Arquivo master - caso 3.1 - dia útil.	70
Figura 37 – Potência e carregamento da linha da subestação - caso 3.1 - dia útil. ..	70
Figura 38 – Curva de carga e descarga da bateria - caso 3.1 - dia útil.	71
Figura 39 – Perfil de tensão - caso 3.1 - dia útil.	72
Figura 40 – Perdas no sistema - caso 3.1 - dia útil.	72
Figura 41 – Potência e carregamento da linha da subestação - caso 3.2 - domingo.	73
Figura 42 – Potência e carregamento da linha da subestação - caso 3.2 - domingo.	74
Figura 43 – Perfil de tensão - caso 3.2 - domingo.	74
Figura 44 – Perdas no sistema - caso 3.2 – domingo.	75

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Vantagens, desvantagens e aplicabilidade por tipo de tecnologia	19
Quadro 2 – Modos de despacho para um elemento <i>storage</i>	41

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Comparação de parâmetros de baterias	18
Tabela 2 – Resultados de simulação	77

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BESS	<i>Battery Energy Storage Systems</i> (Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias)
BDGD	Base de Dados Geográfica da Distribuidora
BT	Baixa tensão
BTM	<i>Behind the Meter</i> (Atrás do Medidor)
BMS	<i>Battery Management System</i> (Sistema de Gerenciamento da Bateria)
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina
COM	<i>Component Object Model</i>
DO	Domingo
DU	Dia útil
EMS	<i>Energy Management System</i> (Sistema de Gerenciamento de Energia)
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
ESS	<i>Energy Storage System</i> (Sistema de Armazenamento de Energia)
FTM	<i>In-Front of the Meter</i> (Frente do Medidor)
GD	Geração Distribuída
HVAC	<i>Heating, Ventilation, Air Conditioning</i>
LCOS	<i>Levelized Cost of Storage</i> (Custo Nivelado de Armazenamento)
MT	Média tensão
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico

PC	<i>Power Conversion</i>
PCS	<i>Power Condition System</i>
PD	<i>Power Delivery</i>
PU	Por Unidade
QGIS	<i>Quantum Geographic Information System</i>
QSTS	<i>Quasi-Static Time-Series</i>
RES	<i>Renewable Energy Source</i> (Fonte de Energia Renovável)
SIN	Sistema Interligado Nacional
SOC	State of Charge
TDN	<i>Down Ramp Duration</i>
TFLAT	<i>Flat Duration</i>
TUP	<i>Up Ramp Duration</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	Justificativa	13
1.2	Definição do Problema	14
1.3	Objetivo Geral.....	14
1.4	Objetivos Específicos	14
1.5	Estrutura do Trabalho.....	15
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	16
2.1	Sistemas de Armazenamento de Energia	16
2.2	Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias	17
2.2.1	Aplicações.....	19
2.2.1.1	Abastecimento de Redes Isoladas.....	20
2.2.1.2	Confiabilidade de Suprimento	20
2.2.1.3	Gestão da Demanda (Peak-Shaving)	21
2.2.1.4	Deslocamento de Carga (Time-Shift).....	23
2.2.1.5	Black Start.....	24
2.2.1.6	Controle de Frequência e Tensão.....	24
2.2.2	Componentes do BESS	25
3	MODELAGEM DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO NO OPENDSS	27
3.1	Introdução.....	27
3.2	Modelos básicos	27
3.2.1	Barra	28
3.2.2	Terminal	28
3.2.3	PD (Power delivery)	29
3.2.4	PC (Power conversion)	29
3.3	Definição dos Elementos.....	30
3.3.1	Circuit	30
3.3.2	Line e LineCode	31
3.3.3	Transformer.....	32
3.3.4	Load	34
3.3.5	PVsystem	36
3.3.6	Storage.....	38
3.3.6.1	Modos de Despacho	41
3.3.6.2	Despacho independente	41
3.3.6.3	Despacho por controlador.....	42
3.3.7	Monitors	43
3.3.8	Outros elementos.....	44
3.3.8.1	Capacitor.....	44
3.3.8.2	Reg control.....	45
4	ESTUDO DE CASO	47
4.1	Modelagem do Sistema	47
4.1.1	Obtenção dos dados da BDGD.....	47
4.1.2	Conversão dos dados para o OpenDSS	47
4.1.3	Apresentação do sistema.....	50
4.2	Simulações e Resultados	53
4.2.1	Premissas de simulação	53
4.2.2	Caso 1 – sistema base.....	54

4.2.2.1	<i>Caso 1 – sistema base – dia útil</i>	54
4.2.2.2	<i>Caso 1 – sistema base – domingo</i>	58
4.2.3	<i>Caso 2 – sistema com incremento da GD</i>	61
4.2.3.1	<i>Caso 2 – sistema com incremento da GD – dia útil</i>	61
4.2.3.2	<i>Caso 2 – sistema com incremento da GD – domingo</i>	65
4.2.4	<i>Caso 3 – implementação do BESS para mitigar efeitos do excedente da GD</i>	68
4.2.4.1	<i>Caso 3.1 – implementação do BESS na barra da GD – dia útil</i>	69
4.2.4.2	<i>Caso 3.2 – implementação do BESS na barra da GD – domingo</i>	73
4.2.5	<i>Resumo dos resultados</i>	75
4.2.5.1	<i>Resumo dos resultados – dia útil</i>	75
4.2.5.2	<i>Resumo dos resultados – domingo</i>	76
4.2.5.3	<i>Resumo dos resultados – geral</i>	76
5	CONCLUSÃO	78
	REFERÊNCIAS	80

1 INTRODUÇÃO

Atualmente, a interação humana com a energia elétrica nos conduz à necessidade de armazená-la, possibilitando seu uso conforme demanda, em vez de depender apenas de sua disponibilidade intermitente. A ideia de armazenar a energia para quando melhor convir, pode variar desde a retenção de energia em barragens de usinas hidrelétricas, até a bateria de um dispositivo móvel (Goulart, 2021).

A alta demanda por energia elétrica no Brasil, em paralelo com o aumento de geração proveniente de fontes renováveis (*Renewable Energy Source - RES*), como fotovoltaica e eólica, são um bom exemplo disso, uma vez que existe a possibilidade dessas fontes estarem indisponíveis durante períodos de alta demanda. Por esse motivo, a utilização de sistemas de armazenamento de energia (*Energy Storage System – ESS*) contribui para a manutenção da integridade do sistema elétrico e garante a viabilidade da inserção de mais RESs no sistema (Leite *et al.*, 2017).

Os ESSs por baterias (*Battery Energy Storage Systems - BESS*) possuem um grande potencial de aplicabilidade na matriz elétrica brasileira. Estes podem ser amplamente explorados, seja na geração, transmissão, distribuição de eletricidade ou consumo de energia elétrica, a depender da necessidade do sistema. Dependendo de seu local de instalação, o BESS pode proporcionar aplicações como reserva operativa, controle de frequência e tensão, alívio de carga, redução de consumo na ponta, entre outras (Souza, 2022).

Uma grande tendência na utilização de baterias para armazenamento de energia vem se intensificando nos últimos anos. Em uma projeção realizada até o ano de 2040, há uma tendência de haver um crescimento exponencial no que diz respeito à potência instalada por esse tipo de tecnologia, chegando a aproximadamente 1100 GW instalados no mundo (BloombergNEF, 2019).

Tamanho crescimento pode ser justificado tanto pela variada quantidade de aplicações, quanto pela redução significativa do custo das baterias no futuro. Segundo estudo realizado pela organização BloombergNEF (2020), à medida que a demanda por baterias no mercado estacionário e de veículos elétricos aumente, o custo das baterias de íon de lítio tenderá a diminuir. O LCOS (*Levelized Cost of*

Storage) para este tipo de bateria no ano de 2030 é de 61 \$/kWh, o que representa uma redução de 34,41% no preço, quando comparado ao ano de 2024.

1.1 Justificativa

De acordo com o ONS (2024a), a capacidade instalada de geração no Brasil é predominantemente composta por hidrelétricas, representando 49,20% da capacidade total no ano de 2024. No entanto, observa-se um crescimento acentuado de fontes de geração fotovoltaica (PV) e eólica (EOL). Quando comparado com as capacidades instaladas no ano de 2017, as usinas PV e EOL, respectivamente, apresentaram um crescimento de 18592 MW e 10401 MW no final do ano de 2023 (ONS, 2024b).

A evolução da capacidade instalada e o crescimento desse tipo de fonte gera impactos capazes de afetar a estabilidade e confiabilidade do sistema elétrico. A origem dos impactos está atrelada ao comportamento das gerações PV e EOL, como: intermitência (resultante da variabilidade de vento e irradiação), incerteza de prever a geração e definição do local para instalação (Ueckerdt *et al.*, 2015).

Uma das soluções para mitigar os impactos ocasionados pela alta penetração de RESs no sistema é utilizar os ESSs. Dentre os ESSs, o BESS é capaz de fornecer modos operacionais que são fundamentais para ampliar ainda mais a participação de RESs.

Além das diversas aplicações, armazenamentos do tipo BESS possuem uma vantagem locacional quando comparado, por exemplo, aos armazenamentos de água em barragens. Enquanto hidrelétricas necessitam de um amplo espaço e condições geológicas específicas, o BESS tem a versatilidade de ocupar um espaço menor e, por consequência, pode ser implementado próximo ao local onde sua utilização se faz necessária (Anisie, 2019).

Assim, estudar estes tipos de sistemas de armazenamento, principalmente referentes a tecnologias promissoras e seu uso em sistemas de distribuição, tendo em vista seus impactos, potenciais vantagem e desvantagens, torna-se importante.

1.2 Definição do Problema

De acordo com o ONS (2024c), o Sistema Interligado Nacional (SIN) atualmente excede a capacidade de geração em relação à carga demandada ao longo dos dias. Essa discrepância entre a geração e a demanda abre oportunidades para a implementação de sistemas de armazenamento de energia, como o BESS, que pode facilitar a gestão eficiente da energia entre a geração e a carga, dentro de uma determinada região e em intervalos de tempo específicos. Além disso, esse equilíbrio contribuirá para melhorar o fornecimento de energia, regular a frequência e reduzir as perdas (Sousa, 2020).

Dentre os diversos tipos de aplicação que o BESS pode desempenhar na operação do sistema, destacam-se: o controle de frequência e tensão, suavização da potência de saída, armazenar o excesso de geração das RESs, religamento de plantas de geração (*black start*), aliviar o fluxo de potência das linhas de transmissão e distribuição em picos de demanda, entre outras soluções (Anisie, 2019).

Diante desse cenário, a adoção de um sistema de armazenamento com baterias (BESS) em um sistema de distribuição, para mitigar o efeito de inversão no fluxo de potência nas subestações, decorrente de uma alta penetração de PV é possível?

1.3 Objetivo Geral

O objetivo deste trabalho é analisar o estado da arte dos sistemas de armazenamento com baterias na aplicação em um sistema elétrico, investigando sua integração e realizando um estudo de caso verificando os impactos técnicos em sua operação em regime permanente em um sistema de distribuição real.

1.4 Objetivos Específicos

Para atingir o objetivo geral, foram traçados os seguintes objetivos específicos:

- a) realizar uma revisão de literatura sobre sistemas BESS e sobre o OpenDSS;

- b) converter os dados de um sistema de distribuição real presente na BDGD, para a linguagem do OpenDSS;
- c) conduzir um estudo de caso utilizando o modelo convertido para diferentes cenários e avaliando o desempenho do sistema BESS;
- d) analisar os resultados do estudo de caso para determinar os ganhos técnicos alcançados pelos sistemas BESS no sistema de distribuição.

1.5 Estrutura do Trabalho

Este trabalho começa, no primeiro capítulo, com a introdução dos conceitos relacionados aos benefícios do armazenamento de energia no Brasil, com ênfase especial no armazenamento por baterias.

No segundo capítulo, é apresentado uma fundamentação teórica acerca dos sistemas de armazenamento de energia, também com foco no armazenamento por baterias. Um contexto geral dos principais tipos de tecnologia, vantagens, desvantagens e aplicações são descritas. Ainda no segundo capítulo, conceitos básicos do OpenDSS também são apresentados.

O terceiro capítulo descreve como a modelagem e premissas adotadas para os principais elementos presentes no OpenDSS, foram feitos para o estudo de caso.

No quarto capítulo são apresentados os diferentes casos estudados com os seus respectivos resultados e análises.

O quinto capítulo apresenta comentários finais acerca do estudo realizado, além de sugestões para trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo, é fornecida a fundamentação teórica dos sistemas de armazenamento de energia e com um enfoque maior nos ESS por baterias, essencial para uma compreensão abrangente do modelo empregado na simulação computacional subsequente.

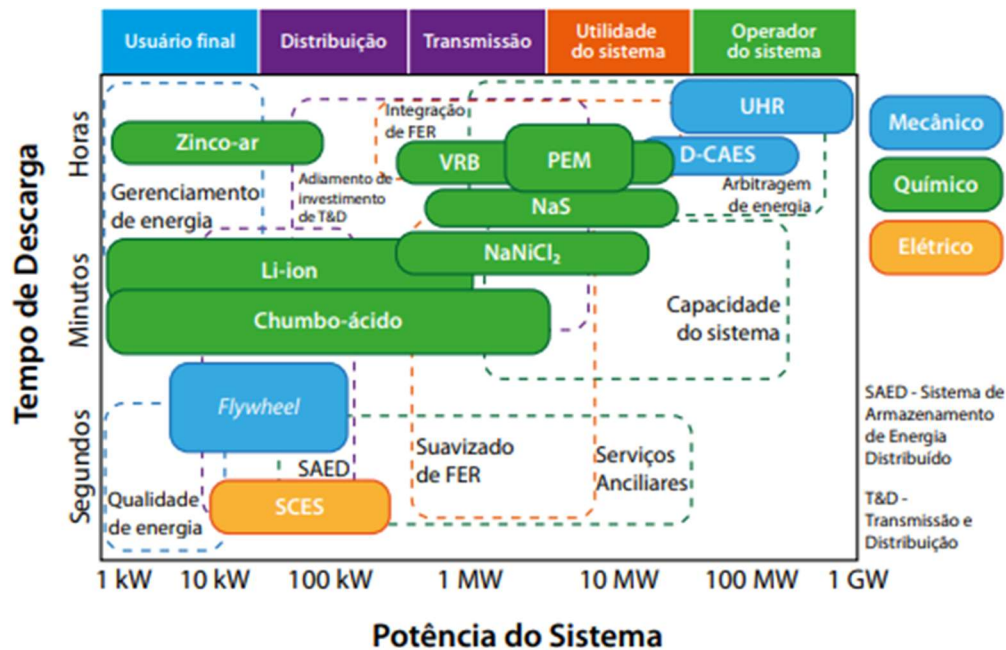
Nesse capítulo também é apresentado uma introdução e conceitos básicos acerca do *software* OpenDSS, ferramenta computacional que é utilizada para conduzir o estudo de caso.

2.1 Sistemas de Armazenamento de Energia

Existem diversas maneiras de armazenar energia, e uma forma de classificá-las é com base na forma com que a energia é armazenada, por exemplo, armazenamento elétrico, térmico, químico e mecânico. Como exemplo de armazenamento elétrico, tem-se os supercapacitores e supercondutores, para o armazenamento químico, as baterias e um exemplo de armazenamento mecânico seriam as usinas reversíveis (Cantane; Ando Junior; Hamerschmidt, 2020).

Neste mesmo contexto, é possível também, na Figura 1, comparar as tecnologias de armazenamento conforme a sua capacidade de descarga e da potência dos sistemas.

Figura 1 – Classificação das tecnologias de armazenamento



Fonte: Cantane, Ando Junior e Hamerschmidt (2020).

2.2 Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias

Embora os ESS possam operar com diversos princípios de armazenamento de energia, abrangendo desde conceitos físicos ligados à energia mecânica e térmica, este estudo se concentrará especificamente no armazenamento eletroquímico, utilizando baterias como meio de armazenamento (NYSERDA, 2024).

Existem baterias não recarregáveis e recarregáveis. As baterias recarregáveis possuem a vantagem de ter alta energia específica, alta densidade de potência, baixa resistência, efeito memória desconsiderável e alta versatilidade no que diz respeito a temperatura e eficiência de operação. Nesse sentido, essas baterias são mais indicadas para o uso no sistema elétrico (Campos *et al.*, 2022).

Uma bateria é composta por células eletroquímicas, cada uma contendo um eletrólito eletroquímico líquido, em pasta ou sólido, além de um ânodo e um cátodo. Durante a descarga, reações eletroquímicas nos eletrodos geram um fluxo de elétrons. Essas reações são reversíveis, permitindo a recarga da bateria (Chen *et al.*, 2008).

Também é possível comparar as características técnicas conforme o tipo de tecnologia empregada na bateria (Campos *et al.*, 2022). Essa comparação entre os parâmetros técnicos das baterias do tipo chumbo-ácido, íons de lítio, íons de alumínio, fluxo de vanádio e enxofre-sódio, é apresentada no Tabela 1.

Tabela 1 – Comparação de parâmetros de baterias

Tecnologia	Potência nominal (MW)	Densidade de energia (Wh/kg)	Tempo de descarga	Eficiência energética (%)	Ciclo de vida/Ciclos	Custo do armazenamento (USD/kWh)
Chumbo-ácido	<36	<50	<8	75 – 85	3 – 12 anos/500-1200	300-600
Íons de lítio	<102	<200	<6	90 – 94	5 – 15 anos/1000-10000	1200-4000
Fluxo de vanádio	<28	<30	<10	70 – 85	5 – 15 anos/12000-1800	600-1500
Enxofre-sódio	<50	<240	<8	75 – 86	5 – 10 anos/2500-4000	1000-3000
Íons de alumínio (Estimado)	Não encontrado	<60	<6	90 – 94	5 – 15 anos/1000-10000	300-600

Fonte: Adaptado de Zhang *et al.* (2022).

Além da comparação das características técnicas entre os diversos tipos de tecnologias, é necessário avaliar também as vantagens e desvantagens associadas à sua utilização, a fim de realizar uma seleção mais criteriosa das tecnologias mais adequadas para diferentes aplicações. O Quadro 2 indica as vantagens e desvantagens e aplicabilidade conforme o tipo de tecnologia.

Quadro 1 – Vantagens, desvantagens e aplicabilidade por tipo de tecnologia

Tecnologia	Vantagens	Desvantagens	Aplicações prováveis
Chumbo-ácido	Baixo custo	Ciclo de vida limitado; alto tempo de recarga; autodescarga elevada.	Controle de frequência; ajuste de carga.
Íons de lítio	Alta densidade energética; alta eficiência; vida útil elevada.	Alto custo; necessita de um sistema de gerenciamento específico.	Controle de frequência; deslocamento de carga.
Fluxo de vanádio	Potência elevada; vida útil elevada; carga e descarga rápidas.	Alto custo; ocupa uma grande área.	Deslocamento de carga; reserva de energia.
Enxofre-sódio	Alta densidade energética; alta eficiência.	Alto custo; requer cautela com relação a segurança.	Ajuste de carga; reserva de energia.
Íons de alumínio (Estimado)	Baixo custo; carga e descargas rápidas; alta eficiência.	Ainda em desenvolvimento; baixa densidade energética.	Não encontrado

Fonte: Adaptado de Zhang *et al.* (2022).

Vale ressaltar que a bateria faz parte de um conjunto composto por um sistemas de proteção, controle e monitoramento. A junção destes sistemas promove uma conversão de energia armazenada para a rede de forma segura e eficiente (Sousa, 2020).

2.2.1 Aplicações

As diferentes aplicações de BESS variam com base na sua localização em relação ao medidor de energia elétrica. As aplicações *behind-the-meter* (BTI – atrás do medidor) estão centradas na gestão, confiabilidade e qualidade da energia para os consumidores finais. Enquanto isso, as aplicações *in-front of meter* (FTM – frente do medidor) são voltadas para a geração, transmissão e distribuição de energia, visando

adiar investimentos, evitar sobrecargas nas linhas e fornecer serviços ancilares (Anisie, 2019).

Neste contexto, as seguintes seções descrevem algumas das principais aplicações de BESS no âmbito do SIN.

2.2.1.1 Abastecimento de Redes Isoladas

A geração de energia elétrica brasileira é composta por usinas hidrelétricas, térmicas e eólicas, com predominância das hidrelétricas e estão organizadas em um Sistema Interligado Nacional (SIN). O SIN está organizado em quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e parte do Norte. A interconexão dos subsistemas permite uma troca de recursos entre eles, o que promove um melhor aproveitamento da matriz energética, confiabilidade e segurança do SIN (ONS, 2024d).

Embora grande parte da potência instalada no país esteja contemplada no SIN, no Brasil, há 212 localidades isoladas, localizadas na região Norte, nos estados de Rondônia, Acre, Amazonas, Roraima, Amapá e Pará, além de Fernando de Noronha e algumas áreas de Mato Grosso. O consumo desses locais representam menos de 1% da carga total do país, e são supridos principalmente por usinas térmicas a óleo diesel (ONS, 2024e).

Neste contexto, uma vez que sistemas isolados não possuem conexão com o SIN, sistemas BESS podem atuar garantindo uma continuidade melhor no serviço. O BESS poderá ser carregado pelas fontes geradoras em paralelo com o fornecimento de energia para a carga, manter-se carregado para posterior utilização, auxiliar a suprir a demanda em conjunto das fontes geradoras e suprir 100% da carga, caso necessário (Goulart, 2021).

2.2.1.2 Confiabilidade de Suprimento

Todos os sistemas elétricos estão sujeitos a interrupções, e por esse motivo, deve-se projetar um sistema de proteção que promova alta confiabilidade, mas que não se torne um investimento que prejudique o consumidor final. No Brasil, adota-

se o critério de confiabilidade n-1, que exige que o sistema suporte a perda de qualquer componente sem interrupção do fornecimento. Isso significa que o sistema deve continuar operando mesmo com uma falha simples, mantendo os indicadores de qualidade de energia (ONS, 2024f).

Para a operação do SIN, o critério n-1 é geralmente aplicado nos pontos mais críticos do sistema. No entanto, as perturbações causadas na operação ainda estão sujeitas a causar interrupções no fornecimento de energia. As causas das interrupções variam desde falhas de equipamento e condições meteorológicas até erros humanos e falhas de proteção. Para minimizar grandes perturbações, se faz necessário monitorar e realizar análises pós-operacionais (ONS, 2024f).

Nesse sentido, os sistemas de baterias podem atuar na garantia da continuidade do fornecimento de energia elétrica, como uma solução de *backup* em situações em que o sistema principal enfrenta falhas ou desligamentos. Essa capacidade de fornecer energia de forma independente não só assegura a estabilidade e a confiabilidade da rede elétrica para as concessionárias, mas também protege os consumidores contra interrupções inesperadas, permitindo a continuidade das atividades e minimizando os prejuízos causados por eventuais quedas de energia (Bueno; Brandão, 2016).

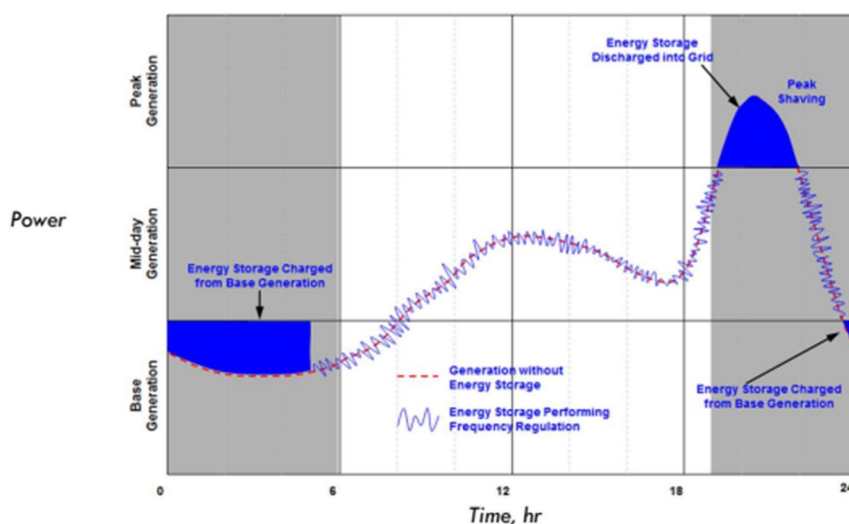
2.2.1.3 *Gestão da Demanda (Peak-Shaving)*

A demanda de energia elétrica varia ao longo do dia, com padrões de consumo que evoluíram ao longo dos anos. Tradicionalmente, o pico ocorria no início da noite, coincidindo com o acionamento da iluminação pública e o retorno das pessoas para casa. Atualmente, o uso intensivo de ar-condicionado à tarde também contribui para a demanda. Apesar disso, normalmente, o pico de consumo ainda acontece no início da noite, e as tentativas de controle por meio de tarifas elevadas têm sido ineficazes, levando consumidores industriais a utilizarem geradores a diesel para evitar altos custos. Esse paradoxo é preocupante em um país com alta capacidade de geração renovável, pois aumenta o uso de combustíveis fósseis e os custos de transporte relacionados ao diesel (Cantane; Ando Junior; Hamerschmidt, 2020).

Uma solução para mitigar esses desafios é o armazenamento de energia em momentos de menor custo para utilizá-la durante os períodos de maior custo. Essa prática permite a redução da demanda contratada no horário de ponta, quando a energia é mais cara, ou até a substituição dos Grupos Motor-Geradores (GMGs) por alternativas mais sustentáveis. Shopping centers exemplificam bem essa aplicação, pois podem armazenar energia durante horários de baixa demanda e utilizá-la nos momentos de pico, otimizando custos e reduzindo a dependência de fontes não renováveis. Esse método não só promove uma gestão mais eficiente da energia, mas também contribui para a sustentabilidade e a economia no setor energético (Bueno; Brandão, 2016).

Conforme demonstra a Figura 2, existe um aproveitamento de níveis de geração mais baixos para realizar o carregamento das baterias. Em períodos de alta demanda, ou seja, quando a geração ultrapassa um limite pré-determinado, as baterias suprem a potência demandada para manter a curva de geração em níveis mais adequados. Além disso, observa-se também a aplicabilidade do BESS sobre controle de frequência atuando ao longo do tempo, esta que será mais bem explorada nos tópicos subsequentes.

Figura 2 – Funcionamento *Peak-Shaving*



Fonte: CIGRE (2018 *apud* Sheng, 2018).

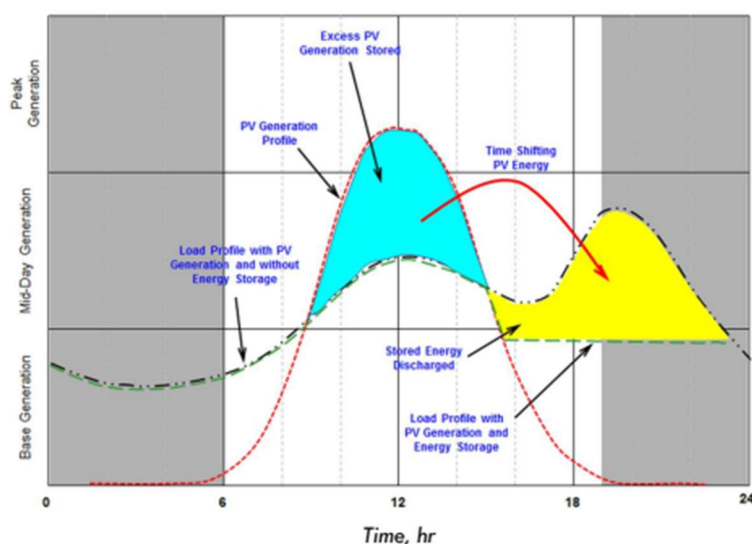
2.2.1.4 Deslocamento de Carga (Time-Shift)

De acordo com Câmara (2015), o deslocamento de carga consiste na compra de energia em períodos de baixa demanda, aproveitando os preços reduzidos para carregar o SAE, e a venda ou reutilização da energia armazenada quando os preços estiverem elevados.

A prática do deslocamento de carga também ganha destaque no contexto das fontes de energia renováveis, que produzem energia de forma intermitente e muitas vezes em excesso durante certos períodos. Sem sistemas adequados de armazenamento, essa energia excedente seria desperdiçada. Portanto, a capacidade de armazenar e redistribuir assegura uma maior integração das renováveis na matriz energética (Câmara, 2015).

O exemplo exposto na Figura 3 demonstra um sistema no qual houve um excesso de geração fotovoltaica. O excedente de geração que seria desperdiçado, é utilizado para carregar um conjunto de baterias. Posteriormente, quando os níveis de geração ficam abaixo da curva de carga, a energia então armazenada, é devolvida à rede.

Figura 3 – Funcionamento *Time-Shift*



Fonte: CIGRE (2018 *apud* Sheng, 2018).

2.2.1.5 *Black Start*

O *black-start* é o processo de reiniciar uma rede elétrica ou uma usina de geração de energia elétrica a partir de um estado de apagão total (*blackout*), sem depender de uma fonte de energia externa, utilizando de um sistema de armazenamento de energia (Sousa, 2020).

Devido a necessidade do rápido tempo de resposta para um serviço *black-start*, sistemas de armazenamento por bateria tornam-se opções viáveis para o rápido restabelecimento do sistema em que estiverem inseridas (Sousa, 2020).

2.2.1.6 *Controle de Frequência e Tensão*

A evolução da capacidade instalada e o crescimento de fontes de geração PV, gera impactos capazes de afetar diretamente a estabilidade e confiabilidade do sistema elétrico. Isso ocorre porque as plantas de geração PV estão conectadas ao sistema elétrico por meio de dispositivos eletrônicos que não possuem inércia. Além disso, a intermitência e a incerteza de prever a geração contribuem para um aumento de problemas relacionados estabilidade e regulação de frequência e tensão (Chen *et al.*, 2016).

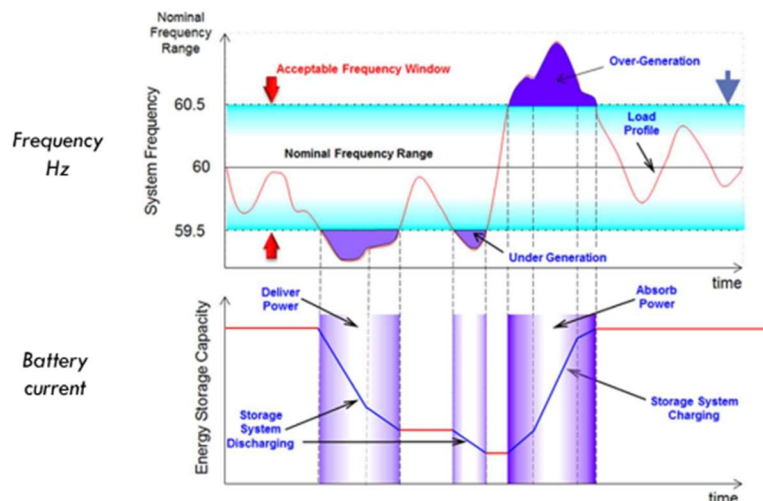
Conforme Wu e Tang (2019), as principais características para controle de frequência na rede que um BESS pode desempenhar são:

- a) alta capacidade de potência, que garante que uma alta quantidade de potência ativa possa ser injetada rapidamente na rede, contribuindo para a estabilidade;
- b) devido à incerteza dos requisitos de suporte de frequência, existem diversos padrões de carga e descarga. Caso o padrão seja determinado, o custo do ciclo da bateria também poderá ser definido.

Como demonstrado na Figura 4, o BESS atua quando a frequência da rede sai da sua zona aceitável. Quando a frequência ultrapassa o limite inferior, ou seja, quando existe um déficit de geração, o banco de baterias atua fornecendo potência ativa para a rede. Por outro lado, quando a frequência ultrapassa o limite superior, ou

seja, quando existe um superávit de geração, o banco de baterias atua absorvendo o excedente de potência.

Figura 4 – Atuação do BESS como regulador de frequência.



Fonte: CIGRE (2018 *apud* Sheng, 2018).

Assim como a frequência, a tensão do sistema também precisa ser monitorada constantemente para que se mantenha dentro de uma faixa adequada de operação. No entanto, a estabilidade da tensão em sistemas de alta tensão é mantida pelo controle de potência reativa (Mears *et al.*, 2003).

Conforme Zhang *et al.* (2022), problemas envolvendo a variação de tensão são tradicionalmente resolvidos através de equipamentos como transformadores com tap variável e capacitores shunt. Uma vez que esses métodos são lentos para tratar de flutuações de tensão, são priorizados os métodos que fazem uso de inversores, os quais são capazes de modular a injeção de potência reativa e ativa na rede.

2.2.2 Componentes do BESS

Os principais componentes que compõe um BESS são: *Battery Management System* (BMS), *Power Condition System* (PCS), *Energy Management System* (EMS) e *Heating, Ventilation, Air Conditioning* (HVAC) (Souza, 2022).

O BMS atua protegendo, calculando o estado de carga e monitorando a saúde e segurança do conjunto de baterias. Este controle abrange a medição da corrente de entrada e saída das baterias, o monitoramento contínuo da tensão de

saída e uma verificação constante de possíveis falhas físicas, como curtos-circuitos, conexões soltas e isolamento inadequado dos condutores (ORION BMS, 2019).

O PCS é responsável por converter energia elétrica de uma forma para outra, geralmente de Corrente Contínua (CC) para Corrente Alternada (CA) e vice-versa, permitindo a integração do armazenamento de bateria com a rede elétrica convencional. As funções do PCS incluem conversão de CC para CA (modo inversor) e de CA para CC (modo carregador), regulação de tensão e frequência, correção do fator de potência, segurança e proteção, monitoramento e controle de dados (TLS, 2023).

O EMS é um *software* usado para monitorar e operar sistemas como o BESS. Ele coleta e armazena dados como tensão, corrente e potência, coordenando funções e enviando comandos conforme necessário. Ele permite alterações nos modos de operação do BESS em diversas aplicações, como suavização de potência, controle de frequência e arbitragem de energia (Souza, 2022).

A performance e a vida útil do BESS são fortemente influenciadas por fatores como temperatura e umidade no ambiente. O processo de carga ou descarga das baterias gera calor, que, se não for gerenciado adequadamente, pode acelerar a degradação e reduzir a eficiência. O sistema de HVAC atua mantendo as temperaturas de operação seguras, removendo o calor excessivo (TROES, 2024).

3 MODELAGEM DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO NO OPENDSS

Este capítulo é dedicado a apresentar o *software* OpenDSS, além de exemplificar seu funcionamento através do que foi feito no estudo de caso, com suas premissas.

3.1 Introdução

Conforme a nota técnica da ANEEL nº 0057/2014-SRD/ANEEL, foi definido o *software Open Distribution System Simulator* (OpenDSS), como *software* a ser utilizado em simulações de sistemas elétricos. Esta ferramenta antes conhecida como *Distribution System Simulator* (DSS) no ano de 1997, ano em que foi desenvolvida, foi comprada pela *Electric Power Research Institute* (EPRI) e, foi oficialmente lançado como OpenDSS com um programa de código aberto no ano de 2008 (ANEEL, 2014).

Por ser um programa desenvolvido em código aberto, o OpenDSS possibilita ao usuário a customização do sistema elétricos conforme suas necessidades e implementar novos recursos que auxiliem nas pesquisas e desenvolvimento de soluções. Além disso, ele não implica quaisquer custos para a ANEEL, uma vez que se trata de um programa gratuito (ANEEL, 2014).

O OpenDSS disponibiliza a interface *Component Object Model* (COM), que permite aos usuários utilizarem programas externos, como MATLAB e Python para auxiliar nas simulações. O *software* foi originalmente desenvolvido para a análise de conexão de geração distribuída, mas também suporta simulações de energia renovável, análise de distorções harmônicas, entre outros (ANEEL, 2014).

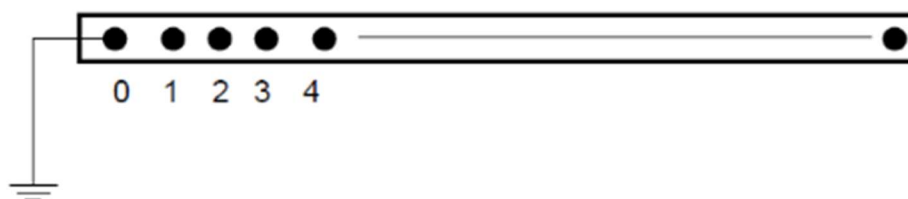
3.2 Modelos básicos

O OpenDSS modela sistemas de distribuição de energia em regime permanente, combinando elementos de entrega (linhas, transformadores, capacitores) e conversão de energia (geradores, cargas) com uma rede de comunicação para controle. Modelos adicionais, como controles e medidores, podem ser incluídos para aprimorar a representação (EPRI, 2024a).

3.2.1 Barra

No OpenDSS, um barramento (*bus*), conforme exposto na Figura 5, é um elemento do circuito com “N” nós, servindo como ponto de conexão para outros elementos (EPRI, 2024b).

Figura 5 – Definição da Barra no OpenDSS.



Fonte: EPRI (2024b).

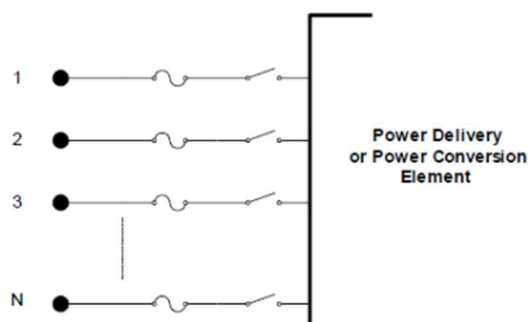
O OpenDSS não classifica barramentos por tipo (carga, gerador etc.), permitindo flexibilidade na modelagem ao conectar diferentes elementos no mesmo barramento. Embora nem todas as configurações garantam convergência no fluxo de carga, não há restrições para testá-las (EPRI, 2024b).

3.2.2 Terminal

Cada elemento elétrico no sistema de energia possui um ou mais terminais, e cada terminal tem um ou mais condutores. Cada condutor inclui conceitualmente uma chave de desconexão controlada por elementos de controle, que monitoram correntes e abrem/fecham as chaves (EPRI, 2024c).

Em terminais conectados a dispositivos de N fases, os primeiros condutores correspondem às fases, enquanto os demais podem ser neutro ou outros condutores não energizados. No OpenDSS, um barramento é um ponto de conexão com um ou mais nós, onde fases e condutores de terminais de elementos de entrega (*PD – Power delivery*) e conversão de energia (*PC – Power conversion*) são interligados. A Figura 6 apresenta um elemento, PD ou PC, com seus terminais (EPRI, 2024c).

Figura 6 – Terminais de um Elemento.



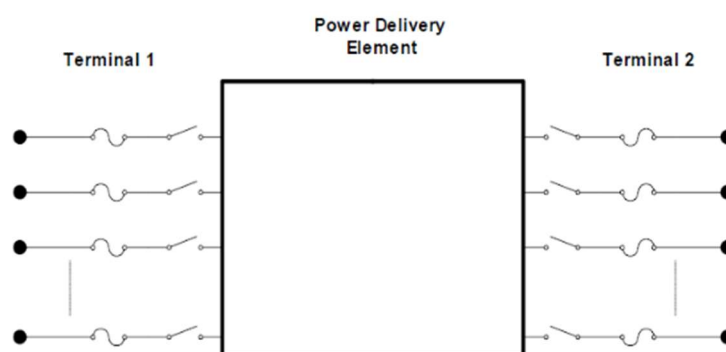
Fonte: EPRI (2024c).

3.2.3 PD (Power delivery)

Elementos de entrega de energia possuem a função de transportar a energia de um ponto a outro, por exemplo, linhas e transformadores. Esses elementos são definidos no regime permanente por suas impedâncias (EPRI, 2024d).

A Figura 7 representa um elemento de entrega de energia.

Figura 7 – Elemento PD.



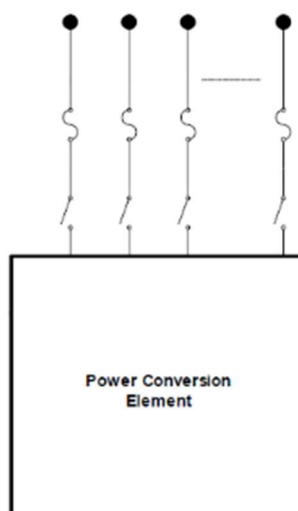
Fonte: Adaptado de EPRI (2024d).

3.2.4 PC (Power conversion)

Elementos de conversão de energia convertem energia elétrica em outra forma de energia e vice-versa. Elementos reativos podem também armazenar e fornecer energia temporariamente (EPRI, 2024e).

Um exemplo de elemento de conversão de energia pode ser observado na Figura 8.

Figura 8 – Elemento PC.



Fonte: EPRI (2024 e).

3.3 Definição dos Elementos

Como visto anteriormente, no OpenDSS existem elementos de conversão e entrega de energia. Neste capítulo são apresentados os principais elementos existentes e como estes são modelados dentro do programa.

3.3.1 *Circuit*

No OpenDSS, a representação de um sistema de distribuição começa com o comando *New Circuit*, que define a subestação como um equivalente de Thévenin. Esse elemento, que possui um único terminal, é modelado como uma barra *swing* (referência do sistema), representando a interface entre a transmissão e a distribuição (EPRI, 2024f).

Os principais parâmetros para a definição da barra de referência, e que são utilizados no estudo de caso, são:

- *bus1*: Nome da barra onde o primeiro terminal da fonte está conectado;

- *basekv*: Tensão de linha base ou nominal em kV;
- *pu*: Tensão por unidade em que a fonte está operando;
- *R1*: Resistência de sequência positiva da fonte em Ohms;
- *X1*: Reatância de sequência positiva da fonte em Ohms;

Em seguida é apresentado como é feita a definição da barra referência do sistema através do comando *New circuit* e que foi utilizada no estudo de caso.

New "Circuit.ICO06" basekv=13.8 pu=1.0 bus1="2471560" r1=0.0 x1=0.0001

Neste exemplo, o circuito foi nomeado com base no alimentador “ICO06” da subestação real em estudo. A tensão de linha nominal da barra é de 1 pu, equivalente a 13,8 kV (fase-fase). O nome da barra à qual a fonte está conectada é “2471560”, e seus valores de resistência e reatância de sequência positiva são, respectivamente, 0,0 e 0,0001.

3.3.2 *Line* e *LineCode*

O elemento *Line* no OpenDSS modela linhas ou cabos multipolares, utilizando um modelo "Pi" com capacitância *shunt*. É um elemento de entrega de energia definido por sua impedância, que pode ser especificada por componentes simétricos, matrizes, ou importada de um objeto *LineCode* (EPRI, 2024g).

Os principais parâmetros para a definição de uma linha, e que são utilizados no estudo de caso, são:

- *bus1*: Nome da barra para o primeiro terminal da linha;
- *bus2*: Nome da barra para o segundo terminal da linha;
- *Linecode*: Nome de um *Linecode* existente que contém as definições de impedância;
- *Lenght*: Comprimento da linha;
- *Units*: Unidade utilizada no comprimento da linha (utilizado km);
- *Phases*: Número de fases da linha;

- *BaseFreq*: Frequência na qual o valor de impedância é especificado;
- *Normamps*: Ampacidade normal em Amperes;
- *R1*: Resistência de sequência positiva em Ohms por unidade de comprimento;
- *X1*: Reatância de sequência positiva em Ohms por unidade de comprimento;

Em seguida é apresentado um exemplo do estudo de caso de como é feita a definição de uma linha através do comando *New Line*.

```
New "Line.SMT_5145376" phases=3 bus1="2050389.1.2.3" bus2="2050390.1.2.3" linecode="MT-34-3-3_3" length=0.03392 units=km
```

Neste exemplo, a linha foi nomeada como “Line.SMT_5145376”, é trifásica e conecta as barras “2050389.1.2.3” e “2050390.1.2.3” com um comprimento de 0,03392 km.

Ainda neste exemplo, observa-se a utilização de um *Linecode* que contém as características de impedância da linha. A utilização deste comando se torna vantajosa quando há uma grande quantidade de linhas em um mesmo sistema que possuem as mesmas características elétricas.

Abaixo é mostrado como o *Linecode* é definido no *OpenDSS*.

```
New "Linecode.MT-34-3-3_3" nphases=3 basefreq=60 r1=0.9480 x1=0.4680 units=km normamps=198.00
```

Conforme apresentado, as linhas definidas com Linecode.MT-34-3-3_3 têm três fases, frequência de 60 Hz, resistência e reatância de sequência positiva de 0,9480 e 0,4680, respectivamente. A unidade de comprimento é definida em quilômetros, e a ampacidade em condições normais é de 198 A.

3.3.3 Transformer

O *Transformer* no *OpenDSS* é um elemento de entrega de energia com dois ou mais terminais, composto por enrolamentos conectados em delta ou estrela. Os parâmetros podem ser definidos por enrolamento individualmente ou via *arrays*

(matrizes) para todos de uma vez. É possível criar um objeto `XfmrCode` para reutilizar configurações idênticas em circuitos grandes, economizando tempo (EPRI, 2024h).

Transformadores podem ter uma ou mais fases, com o número de condutores por terminal sempre sendo um a mais que o número de fases. Para enrolamentos em estrela, o condutor extra é o neutro. Para enrolamentos em delta, o terminal extra fica aberto internamente (geralmente conectado ao nó 0) (EPRI, 2024h).

Os principais parâmetros para a definição de um transformador, e que são utilizados no estudo de caso, são:

- *Phases*: Número de fases;
- *Windings*: Número de enrolamentos;
- *Buses*: Matriz de definição de barras para os enrolamentos;
- *Conns*: Matriz que indica o tipo de ligação do enrolamento primário com secundário (exemplo: delta | estrela);
- *KVs*: Matriz com a tensão nominal de cada enrolamento definido acima;
- *Taps*: Matriz com a tensão dos taps definidos em *Conns*, em pu;
- *Kvas*: Matriz com a potência nominal dos enrolamentos definidos em *Conns*, em kVA.
- *%Loadloss*: Perdas percentuais em carga nominal;
- *%Noloadloss*: Perdas percentuais sem carga e em tensão nominal.

Conhecendo os principais comandos para definir um transformado, abaixo é apresentado um exemplo de modelagem de transformador no OpenDSS.

```
New "Transformer.TRF_7386382A" phases=3 windings=2 buses=["988964.1.2.3" "BT-988965.1.2.3.4"]
conns=[Delta Wye] kvs=[13.8 0.38] taps=[1.0 1.0] kvas=[45 45] %loadloss=1.733333 %noloadloss=0.577778
```

Neste exemplo, o transformador "*Transformer.TRF_7386382A*" é trifásico, com o enrolamento em delta conectado à barra "988964.1.2.3" e o enrolamento em estrela ligado à barra "BT-988965.1.2.3.4". A relação de transformação é de 13,8/0,38 kV, com tap unitário em ambos os enrolamentos. A potência nominal de cada enrolamento é de 45 kVA. As perdas em carga são de 1,733%, e as perdas a vazio, de 0,5778%.

3.3.4 Load

O *Load* é um elemento de conversão de energia elétrica que modela as cargas do sistema. Ele é definido principalmente por sua potência nominal (kW) e fator de potência (PF) ou por kW e kvar. Pode ser ajustado por multiplicadores, como o multiplicador global de carga, perfis de carga anual, diário e de ciclo de trabalho (EPRI, 2024i).

Os principais parâmetros para a definição de uma carga, e que são utilizados no estudo de caso, são:

- *Bus1*: Nome da barra em que a carga está conectada;
- *Phases*: Número de fases da carga;
- *Conn*: Tipo de conexão da carga (delta ou estrela);
- *Model*: Define como a carga irá se comportar com a variação de tensão, podendo ser:
 - a. *Model* = 1: Potência constante;
 - b. *Model* = 2: Impedância constante;
 - c. *Model* = 3: Potência ativa constante e potência reativa como reatância constante;
 - d. *Model* = 4: Potência ativa e reativa como exponencial;
 - e. *Model* = 5: Corrente constante;
 - f. *Model* = 6: Potência ativa constante e reativa fixada em seu valor nominal;
 - g. *Model* = 7: Potência ativa constante e potência reativa como reatância fixa;
 - h. *Model* = 8: Modelo ZIP (impedância constante, corrente constante e potência constante).
- kv: Tensão nominal da carga;
- kw: Potência nominal da carga (total de todas as fases);
- pf: Fator de potência;

- *status*: Define se a carga poderá se alterada por multiplicadores (*variable*) ou não (*fixed*);
- *vmaxpu*: Valor máximo de tensão em pu que o modelo de carga irá adotar. Acima deste valor, o modelo se altera para impedância constante;
- *vminpu*: Valor mínimo de tensão em pu que o modelo de carga irá adotar. Abaixo deste valor, o modelo se altera para impedância constante;
- *daily*: Nome da curva de carga diária adotada.

Apresentados os principais comandos para definir uma carga, abaixo é apresentado um exemplo de modelagem de carga no OpenDSS que é empregado no estudo de caso.

```
New "Load.MT_3016084_M1" bus1="2730873.1.2.3" phases=3 conn=Delta model=2 kv=13.800000000
kw = 18.934963 pf=0.92 status=variable vmaxpu=1.5 vminpu=0.93 daily="MT-Tipo6_DU"
```

Neste exemplo, a carga "Load.MT_3016084_M1", conectada à barra "2730873.1.2.3", é trifásica, ligada em delta e modelada como tipo 2. Sua tensão nominal é de 13,8 kV, com potência de 18,93 kW e fator de potência de 0,92. A carga possui status variável, podendo ser ajustada por uma curva de carga. Seus limites de tensão são de 1,5 pu (máximo) e 0,93 pu (mínimo). Por fim, essa carga segue a curva de carga denominada "MT-Tipo6_DU".

Dentro do OpenDSS esta curva de carga é definida como um vetor de 24 valores, que indicam os multiplicadores que ajustam a carga ao longo do dia.

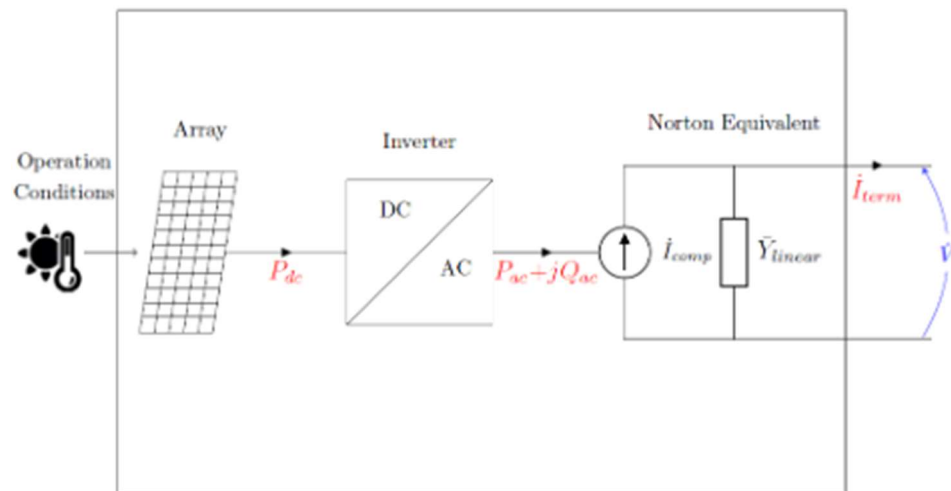
```
New "Loadshape.MT-Tipo6_DU" 24 1 mult=(0.641255451, 0.652780736, 0.626858225, 0.70180416, 0.717169617, 0.774437237,
0.830589224, 0.906679249, 0.985716201, 0.999547623, 1.0, 0.96036229, 0.88161685, 0.950306372, 0.954787983, 0.950272073,
0.922206358, 0.763176018, 0.340343059, 0.188612644, 0.175586843, 0.283410648, 0.585364171, 0.631260935)
```

Uma curva de carga pode ser utilizada para representar com mais precisão o comportamento de uma carga ao longo de um dia útil ou de um final de semana (sábado ou domingo), caso esses períodos apresentem perfis de consumo distintos.

3.3.5 PVsystem

A Figura 9 mostra o modelo *PVSystem* no OpenDSS, que combina painel fotovoltaico (gerador) e inversor (EPRI, 2024j).

Figura 9 – Modelo *PVSystem* no *OpenDSS*.



Fonte: EPRI (2024j).

Os principais parâmetros que são utilizados no estudo de caso para modelar um sistema PV no OpenDSS são:

- *Phases*: Número de fases do sistema PV;
- *bus1*: Barra em que a PV está conectada;
- *Conn*: Tipo de ligação da PV com o sistema;
- *kv*: Tensão nominal do sistema;
- *pf*: Fator de potência;
- *pmpp*: Potência nominal do painel para uma irradiação de 1kW/m²;
- *kva*: Potência em kVA do inversor;
- *irradiance*: Valor de irradiância em kW/m²;
- *temperature*: Temperatura de base do painel em °C;
- *%cutin*: Percentual de potência mínima sendo gerada para que o inversor ligue;

- *%cutout*: Percentual de potência mínima sendo gerada antes do inversor desligar;
- *Effcurve*: Curva XY que define a eficiência do inversor em função da potência de entrada em pu;
- *P-TCurve*: Curva XY que define o fator que reduz a potência de entrada em função da temperatura do painel;
- *Daily*: Vetor de *Loadshape* com 24 intervalos que descrevem o nível de irradiação ao longo do dia;
- *TDaily*: Vetor de *Loadshape* com 24 intervalos que descrevem o nível de temperatura do painel ao longo do dia.

Após a apresentação dos principais comandos para definir um sistema fotovoltaico, segue um exemplo de modelagem de PV no OpenDSS utilizado no estudo de caso.

```
New "PVsystem.GD.SC.000.014.563" phases=3 bus1=2731141.1.2.3 conn=Delta kv=13.8 pf=0.92 pmpp=70.2 kva=70.2 irradiance=0.98
~ temperature=25 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=PVIrrad_diaria TDaily=MyTemp
```

Neste exemplo, o sistema de geração fotovoltaica foi conectado à barra "2731141.1.2.3", com ligação em delta e tensão nominal de 13,8 kV. O fator de potência é de 0,92, enquanto a potência nominal do inversor e da geração é de 70,2 kVA. A irradiação é de 0,98 pu, e a temperatura de base do painel é de 25 °C. O percentual de potência mínima para o funcionamento do inversor é de 0,1%. A eficiência do inversor, o fator de redução da potência de entrada, a irradiação ao longo do dia e a temperatura do painel foram definidos por curvas de carga.

As curvas *effcurve*, *P-TCurve*, *Daily* e *TDaily*, foram implementadas da seguinte forma:

```
New "LoadShape.PVIrrad_diaria" npts=24 interval=1
~ mult = [0 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]
New XYCurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6]
New XYCurve.MyEff npts=4 xarray=[0.1 0.2 0.4 1.0] yarray=[0.86 0.9 0.93 0.97]
New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1
~ temp=[25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 35, 40, 45, 50, 60, 60, 55, 40, 35, 30, 25, 25, 25, 25, 25]
```

Onde,

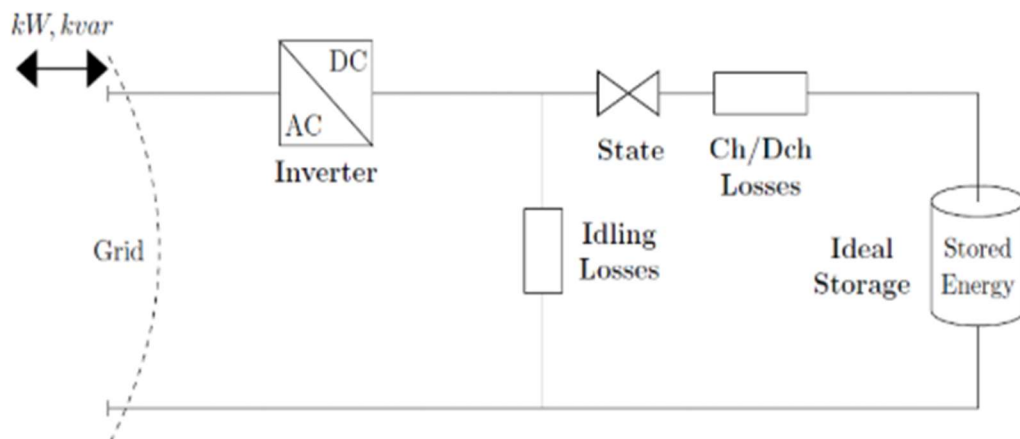
- *PVirrad_diaria* representa a irradiação ao longo de 24 horas. Cada valor utilizado ao longo do dia representa a média horária mensal;
- *XYCurve.MYPvsT* representa uma curva que relaciona a potência do painel com a temperatura;
- *XYCurve.MYEff* representa uma curva que relaciona a eficiência do inversor com a potência de entrada em pu;
- *Tshape.MyTemp* indica a definição da temperatura diária no painel.

3.3.6 Storage

O elemento *Storage* funciona como um gerador que pode ser despachado para produzir energia (descarga) ou consumir energia (carga), dentro dos limites de potência e capacidade de armazenamento. Pode operar de forma independente ou ser controlado por um elemento *StorageController* (EPRI, 2024k).

O modelo geral que representa o funcionamento da bateria no OpenDSS é ilustrado na Figura 10.

Figura 10 – Modelo Storage no OpenDSS.



Fonte: EPRI (2024k).

Onde,

- *Ideal Storage* um armazenamento de energia sem perdas, com o Estado de Carga (SOC) variando conforme os modos de carga, descarga ou inatividade.
- *Charging and Discharging Losses* representam as perdas na conversão de energia durante a carga e descarga, com eficiências configuráveis para cada processo.
- *Inverter* possui funcionalidade integrada ao modelo *Storage*, similar ao inversor do *PVSystem*, que gerencia potência reativa, perdas e limites de carga/descarga.
- *State* indica o estado atual do armazenamento, sendo ele de carga, descarga ou inatividade.
- *Idling Losses* inclui perdas por autodescarga e cargas auxiliares, supridas pelo inversor. Em descarga, aumentam a demanda de energia; em carga, reduzem a eficiência; e, em inatividade, são alimentadas pela rede. Cargas auxiliares externas podem ser modeladas separadamente.

Os principais parâmetros que são utilizados no estudo de caso para modelar um sistema *Storage* no OpenDSS são:

- *Phases*: Número de fases que o armazenamento irá distribuir a carga;
- *Bus1*: Barra na qual o armazenamento está conectado;
- *kV*: Tensão nominal do armazenamento;
- *%idlingkW*: Percentual de consumo enquanto ocioso;
- *kWhrated*: Capacidade de armazenamento em kWh;
- *%stored*: Percentual da capacidade total já armazenada no momento da inicialização;
- *kWrated*: Taxa de potência de saída em kW;
- *Vminpu*: Tensão mínima em pu que o modelo da bateria irá aplicar;

- *Vmaxpu*: Tensão máxima em pu que o modelo da bateria irá aplicar;
- *%reserve*: Capacidade mínima de carga que a bateria necessita para operar.

Um exemplo de modelagem de bateria feito no OpenDSS para o estudo de caso é apresentado.

```
New Storage.Battery phases=3 bus1=2731141.1.2.3 kv=13.8 %idlingkW=1
~ kWhrated=2500.0 %stored=20 kWrated=1250.0 EffCurve=Eff vminpu=0.8 vmaxpu=1.2 %reserve=20
```

Para essa modelagem, a bateria é trifásica e está alocada na barra 2731141.1.2.3. Sua tensão nominal de saída é de 13,8 kV, e o consumo em estado ocioso é de 1%. A capacidade de armazenamento é de 2500 kWh, com potência de saída de 1250 kW. A bateria inicia com 20% da capacidade total, equivalente a 500 kWh. Seus limites de tensão variam entre 0,8 pu (mínimo) e 1,2 pu (máximo). Além disso, a capacidade mínima que deve ser mantida em reserva corresponde a 20% da capacidade total.

3.3.6.1 Modos de Despacho

Como mencionado anteriormente, uma bateria pode operar de forma independente ou ser controlada por um elemento *StorageController*. Cada modo de operação possui diferentes funções para o controle da potência ativa ou reativa da bateria. Neste estudo, o controle será feito apenas sobre a potência ativa do sistema. Assim, o Quadro 2 apresenta um resumo dos diferentes tipos de despacho de potência ativa disponíveis no programa.

Quadro 2 – Modos de despacho para um elemento *storage*

<i>Measure</i>	<i>Means</i>	<i>Mode/Function</i>
<i>Active Power</i>	<i>Self-Dispatch</i>	<i>Default</i>
		<i>Follow</i>
		<i>LoadLevel</i>
		<i>Price</i>
		<i>External</i>
	<i>StorageController</i>	<i>PeakShave (Discharge Only)</i>
		<i>Follow (Discharge Only)</i>
		<i>Support (Discharge Only)</i>
		<i>Loadshape</i>
		<i>PeakShaveLow (Charge Only)</i>
		<i>Time</i>
		<i>Schedule (Discharge Only)</i>

Fonte: Adaptado de EPRI (2024l).

3.3.6.2 Despacho independente

No modo *Default* os gatilhos seguem o perfil de carga especificado (diário, anual ou de ciclo de trabalho). Quando o valor do perfil excede o *DischargeTrigger*, o armazenamento descarrega com potência constante (*%Discharge*) até que o Estado de Carga (SOC) atinja a reserva (*%reserve*) ou o valor do perfil caia abaixo do *DischargeTrigger*. De forma similar, se o valor do perfil for menor que o *ChargeTrigger*, o armazenamento carrega até estar cheio ou o perfil superar o *DischargeTrigger* (EPRI, 2024m).

No modo *Follow*, a carga e descarga seguem um perfil de carga até atingir os limites do sistema. As taxas variam conforme a potência nominal e os multiplicadores do perfil, diferindo do modo Default (EPRI, 2024n).

Nos modos *Price* e *LoadLevel*, os gatilhos de carga e descarga são comparados a propriedades globais, permitindo um controle centralizado de múltiplos armazenamentos. No modo *Price*, a carga ocorre quando *ChargeTrigger* supera a *PriceShape* global, e a descarga acontece quando *DischargeTrigger* é menor. O preço também pode ser ajustado manualmente via *pricesignal*. No modo *LoadLevel*, um *loadshape* global define os níveis de carga e descarga, utilizando *defaultdaily* ou *defaultyearly*, conforme o modo de solução (EPRI, 2024o).

O modo *external* é automaticamente habilitado quando se faz o uso de um controlador. Esse modo é se torna mais vantajoso quando o usuário necessita de um controle mais preciso da operação de carga e descarga da bateria (EPRI, 2024p).

3.3.6.3 Despacho por controlador

No modo *PeakShave*, a descarga mantém a potência do elemento monitorado dentro de uma faixa ou abaixo do *kWTarget*. O controle solicita potência conforme necessário, limitada pelo *kWrated* do inversor. O sistema desliga ao esgotar a energia armazenada. Esse modo busca reduzir picos de carga, evitando sobrecarga em linhas ou transformadores. O *kWTarget* pode ser ajustado em tempo real para simulações dinâmicas (EPRI, 2024q).

No modo *PeakShaveLow*, a carga é ativada quando a potência do elemento monitorado fica abaixo de *kWTargetLow*. O controle solicita potência conforme necessário, limitada por *kWrated*, para manter a potência dentro da faixa estabelecida. Esse modo tem como objetivo preencher os vales de carga, garantindo um nível mínimo de potência. Além disso, pode ser utilizado em conjunto com o modo *PeakShave*, permitindo o controle simultâneo dos limites superior e inferior da curva de potência do sistema. A combinação desses dois controles foi aplicada no estudo de caso que será apresentado posteriormente neste trabalho (EPRI, 2024r).

Para o modo *Follow*, o controle é acionado por tempo (*TimeDischargeTrigger*) e ajusta *kWTarget* para a potência atual do elemento

monitorado. Assim, a descarga ocorre com mais frequência que no *PeakShave*, mesmo com variações diárias de pico. Apesar do gatilho temporal, a operação segue a lógica do *PeakShave*, mantendo a potência abaixo do novo alvo. A propriedade *kWThreshold* pode impedir a descarga em dias de baixa carga (EPRI, 2024s).

O modo *Support* é o oposto do *PeakShave*. As baterias são acionadas para manter a potência no terminal monitorado ou acima de *kWTarget*, normalmente para apoiar a geração renovável durante quedas de produção, como transientes de nuvens. A potência monitorada é geralmente negativa (EPRI, 2024t).

No modo *Schedule*, um cronograma de descarga trapezoidal é definido pelas propriedades *Tup* (duração da rampa ascendente), *TFlat* (duração da parte plana) e *Tdn* (duração da rampa descendente). O horário de início é determinado por *TimeDischargeTrigger* e a taxa de descarga na parte plana é definida por *%RatekW* (EPRI, 2024u).

No modo *Time*, os elementos começam a descarregar ou carregar quando o tempo de simulação atinge os horários definidos por *TimeDischargeTrigger* ou *TimeChargeTrigger*, respectivamente. A taxa de descarga ou carga é determinada pelas propriedades *%RatekW* e *%RateCharge*. Os elementos entram em modo ocioso quando atingem o valor de reserva ou quando o modo é alterado. O controlador envia solicitações no momento exato, mantendo o estado até que o armazenamento seja completo ou atinja o valor de reserva (EPRI, 2024v).

Por fim, no modo *Loadshape*, a carga e descarga seguem a curva *LoadShape* por unidade. O controlador ajusta as unidades conforme o valor da curva: descarga quando positivo, ocioso quando zero e carga quando negativo, funcionando como o modo *“Follow”* (EPRI, 2024w).

3.3.7 Monitors

Além da modelagem dos elementos PD e PC de um circuito, deve-se declarar também os monitores para uma posterior análise de comportamento do sistema.

O *monitor* é também um elemento, mas que se conecta a um terminal de outro elemento. Ele é configurado para coletar amostrar de tensão, corrente ou

potência, além de outras variáveis, de todas as fases de um elemento ao longo do tempo (EPRI, 2024x).

Os dados obtidos pelo *monitor* podem também ser exportados em formato CSV e analisados em ferramentas de planilhas (EPRI, 2024x).

Os principais parâmetros que são utilizados no estudo de caso para configurar um *monitor* são:

- *Element*: Nome do elemento existente no circuito que será monitorado;
- *Terminal*: Número do terminal do elemento em que o monitor será conectado;
- *Mode*: Indica o que será monitorado. Para esses estudos foram utilizados os seguintes modos:
 - a. 0: Modo padrão, serve para monitorar tensão e corrente;
 - b. 1: Serve para monitorar potência ativa e reativa em todas as fases;
 - c. 3: Serve para monitorar os estados das variáveis de determinado elemento, por exemplo, estado de carga de uma bateria.
- *Ppolar*: Define se variável será impressa em formato retangular ou polar.

3.3.8 Outros elementos

Além dos elementos apresentados, existem outros elementos importantes de redes de distribuição que podem ser modelados no OpenDSS, mas que não foram utilizadas na modelagem do estudo de caso.

3.3.8.1 Capacitor

O capacitor é modelado como um elemento fornecedor de energia de dois terminais (EPRI, 2024y).

Os principais parâmetros para modelar um capacitor no OpenDSS são:

- *Bus1*: Barra onde se conecta o capacitor;

- *Bus2*: Segunda barra onde se conecta o capacitor em caso de estar ligado em série;
- *Phases*: Número de fases;
- *Kvar*: Potência reativa;
- *Kv*: Tensão nominal.

Abaixo é mostrado um exemplo de definição de um capacitor trifásico, conectado a barra 1, potência de 100kvar e tensão nominal de 13,8 kV no OpenDSS.

New Capacitor.BC phases=3 bu1=1 kvar=100 kv=13.8

3.3.8.2 Reg control

Esse controle simula o funcionamento de um regulador de tensão. Ele é associado a um enrolamento específico do transformador para monitoramento e ajuste de taps. Esse controlador também pode atuar como compensador de queda de linha (EPRI, 2024z).

Os principais parâmetros para modelar um regulador de tensão no OpenDSS são:

- *Transformer*: Nome do transformador em que o regulador está conectado;
- *Winding*: Número de enrolamentos que o transformador está sendo controlado possui;
- *Vreg*: Tensão em Volts do enrolamento a ser controlado;
- *Ptatio*: Relação de transformação do transformador de potencial;
- *Band*: Reatância percentual do primário para o secundário.

Abaixo é demonstrado como um *Reg control* pode ser definido no OpenDss.

New RegControl.Reg1 Transformer=T1 Winding=2 Vreg=122 band=3 ptratio=60

O regulador em questão está conectado ao transformado T1, o qual possui 2 enrolamentos. Além disso, a tensão a ser ajustada é de 122 V, reatância percentual igual a 3 e sua relação de transformação é igual a 60.

4 ESTUDO DE CASO

Neste capítulo é apresentado um estudo de caso realizado sobre um sistema de distribuição real. O sistema escolhido é o alimentador ICO06 da subestação Ilha Centro da Celesc, que tem como um de seus consumidores o IFSC Câmpus Florianópolis.

4.1 Modelagem do Sistema

Esta seção é dedicada a apresentar os passos para obtenção dos dados da BDGD e o método utilizado para convertê-los para o OpenDSS.

4.1.1 Obtenção dos dados da BDGD

O estudo inicia-se com a obtenção dos dados dos sistemas de distribuição da Celesc a partir da Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD) fornecida pela ANEEL.

A BDGD é um modelo que representa o sistema elétrico das distribuidoras de forma simplificada. Ela reúne informações sobre ativos, perdas e outros dados técnicos e comerciais, seguindo padrões definidos pela ANEEL para garantir a padronização. Ela é organizada em entidades que estruturam essas informações, e os dados são disponibilizados em arquivos *Geodatabase* (.gdb) por cada distribuidora (ANEEL, 2024a).

Os dados necessários para o estudo foram obtidos na página de dados abertos da ANEEL (2024b). Ao filtrar pela concessionária desejada (CELESC), é possível baixar os conjuntos de dados mais recentes. Na data da realização deste estudo, os dados mais atualizados disponíveis eram referentes ao ano de 2023 e foram publicados em 12/08/2024.

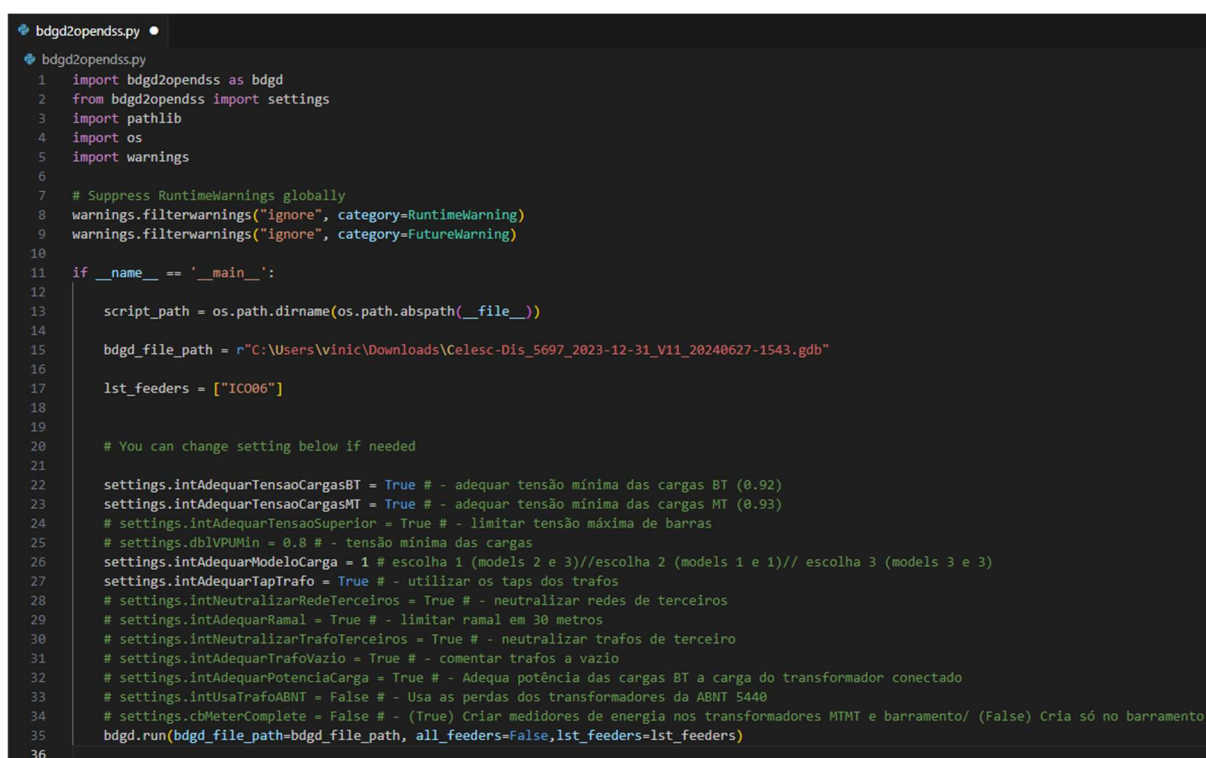
4.1.2 Conversão dos dados para o OpenDSS

Para a conversão dos dados, foi utilizado o programa desenvolvido em Python chamado *bdgd2opendss*.

O bdgd2opendss é uma ferramenta que facilita a integração de sistemas de distribuição no OpenDSS, aprimorando a conversão de dados com mais eficiência e precisão. Além disso, democratiza o acesso a modelos reais do sistema elétrico brasileiro para estudantes e pesquisadores (Radatz *et al.*, 2024).

Com o programa instalado, utilizou-se do editor de código-fonte gratuito chamado *VS code* para executá-lo. Conforme exposto na Figura 11, o bdgd2opendss requer o caminho no qual os arquivos da BDGD estão armazenados, o alimentador desejado para a conversão, além de outras opções que podem ser habilitadas através da remoção do comentário da linha. Para este estudo de caso, as opções utilizadas também estão conforme a Figura 11.

Figura 11 – Interface do bdgd2opendss.



```

1  import bdgd2opendss as bdgd
2  from bdgd2opendss import settings
3  import pathlib
4  import os
5  import warnings
6
7  # Suppress RuntimeWarnings globally
8  warnings.filterwarnings("ignore", category=RuntimeWarning)
9  warnings.filterwarnings("ignore", category=FutureWarning)
10
11 if __name__ == '__main__':
12
13     script_path = os.path.dirname(os.path.abspath(__file__))
14
15     bdgd_file_path = r"C:\Users\vinic\Downloads\Celesc-Dis_5697_2023-12-31_V11_20240627-1543.gdb"
16
17     lst_feeders = ["IC086"]
18
19
20     # You can change setting below if needed
21
22     settings.intAdequarTensaoCargasBT = True # - adequar tensão mínima das cargas BT (0.92)
23     settings.intAdequarTensaoCargasMT = True # - adequar tensão mínima das cargas MT (0.93)
24     # settings.intAdequarTensaoSuperior = True # - limitar tensão máxima de barras
25     # settings.dblVPUMin = 0.8 # - tensão mínima das cargas
26     settings.intAdequarModeloCarga = 1 # escolha 1 (models 2 e 3)//escolha 2 (models 1 e 1)// escolha 3 (models 3 e 3)
27     settings.intAdequarTapTrafo = True # - utilizar os taps dos trafos
28     # settings.intNeutralizarRedeTerceiros = True # - neutralizar redes de terceiros
29     # settings.intAdequarRamal = True # - limitar ramal em 30 metros
30     # settings.intNeutralizarTrafoTerceiros = True # - neutralizar trafos de terceiro
31     # settings.intAdequarTrafoVazio = True # - comentar trafos a vazio
32     # settings.intAdequarPotenciaCarga = True # - Adequa potência das cargas BT a carga do transformador conectado
33     # settings.intUsaTrafoABNT = False # - Usa as perdas dos transformadores da ABNT 5440
34     # settings.cbMeterComplete = False # - (True) Criar medidores de energia nos transformadores MTMT e barramento/ (False) Cria só no barramento
35     bdgd.run(bdgd_file_path=bdgd_file_path, all_feeders=False, lst_feeders=lst_feeders)
36
  
```

Fonte: Elaboração própria (2025).

Após a execução do programa, uma pasta com arquivos de simulação em formato DSS é gerada. Na pasta gerada, estão contidos os seguintes tipos de arquivos:

- CargasBT: Contém as informações de todas as cargas (*Load*) de baixa tensão do sistema;

- CargasMT: Contém as informações de todas as cargas (*Load*) de média tensão do sistema;
- ChavesMT: Designa linhas com fins gráficos e algorítmicos;
- CodConductor: Define os *Linecodes* do sistema;
- CurvaCarga: Contém os *Loadshapes* utilizados no sistema;
- Master: Arquivo principal a ser aberto no OpenDSS para rodar o fluxo de potência;
- RamaisBT: Define os ramais de baixa tensão como *Licodes*;
- SegmentosBT: Define as linhas de baixa tensão como *Linecodes*;
- SegmentosMT: Define as linhas de média tensão como *Linecodes*;
- TransformadorMTMTMTBT: Define os transformadores de potência do sistema;
- GD_BT: Define a geração distribuída em baixa tensão do sistema;
- GD_MT: Define a geração distribuída em média tensão do sistema;
- Configurações: Arquivo csv que contém as configurações habilitadas antes da conversão em *Python*;
- Buscoords: Contém as coordenadas das barras do sistema;
- CircuitoMT: Contém a linha código *Circuit* que define a barra inicial do sistema.

Os arquivos Master, CargasMT e CargasBT são gerados de três formas, DU (dia útil), SA (sábado) e DO (domingo). Cada uma delas é gerada referente a um mês. Por exemplo, Cargas_MT_DU_04, indica que as cargas de média tensão foram modeladas para um dia útil do mês de abril.

Para este estudo, foram utilizados os arquivos referentes a um dia útil e um domingo do mês de abril. Esse foi o mês que apresentou a carga mais considerável na barra do IFSC e, por esse motivo, foi escolhido para realizar as análises. Dessa forma, é possível comparar o comportamento do sistema sobre uma carga mais e menos significativa.

Como dito anteriormente, o arquivo Master será responsável por unir os demais arquivos com as informações do sistema para rodar o fluxo de potência. Conforme exposto da Figura 12, é utilizado o comando “*Redirect*” para redirecionar as informações dos demais arquivos para o Master. Além disso, informações como o tipo de simulação diária, intervalo de simulação, total intervalos a serem simulados, definição de tensão base e controle de iterações, também são definidos nesse arquivo.

Figura 12 – Interface do arquivo Master no OpenDSS.

```
clear
Redirect "CircuitoMT_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "CodCondutor_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "TransformadorMTMTMTBT_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "SegmentosMT_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "ChavesMT_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "SegmentosBT_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "RamaisBT_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "Medidores_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "CurvaCarga_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "CargasBT_DU04_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "CargasMT_DU04_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "GD_BT_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "GD_MT_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Set mode = daily
set stepsize = 1h
set number = 120
Set Voltagebases = [0.38 13.8 0.44]
Calc Voltagebases
Set tolerance = 0.00001
Set maxcontroliter = 100
Solve
buscoords buscoords.csv
```

Fonte: Elaboração própria (2025).

As demais modificações no sistema para os diferentes casos simulados também foram feitas, em sua maioria, no arquivo Master.

Todos os arquivos de simulação utilizados para a realização do estudo de caso estão disponíveis no seguinte link:

https://drive.google.com/drive/folders/1TAJJSrAS9H03Wng4G2xZyJbYTxWFJIWv?usp=drive_link.

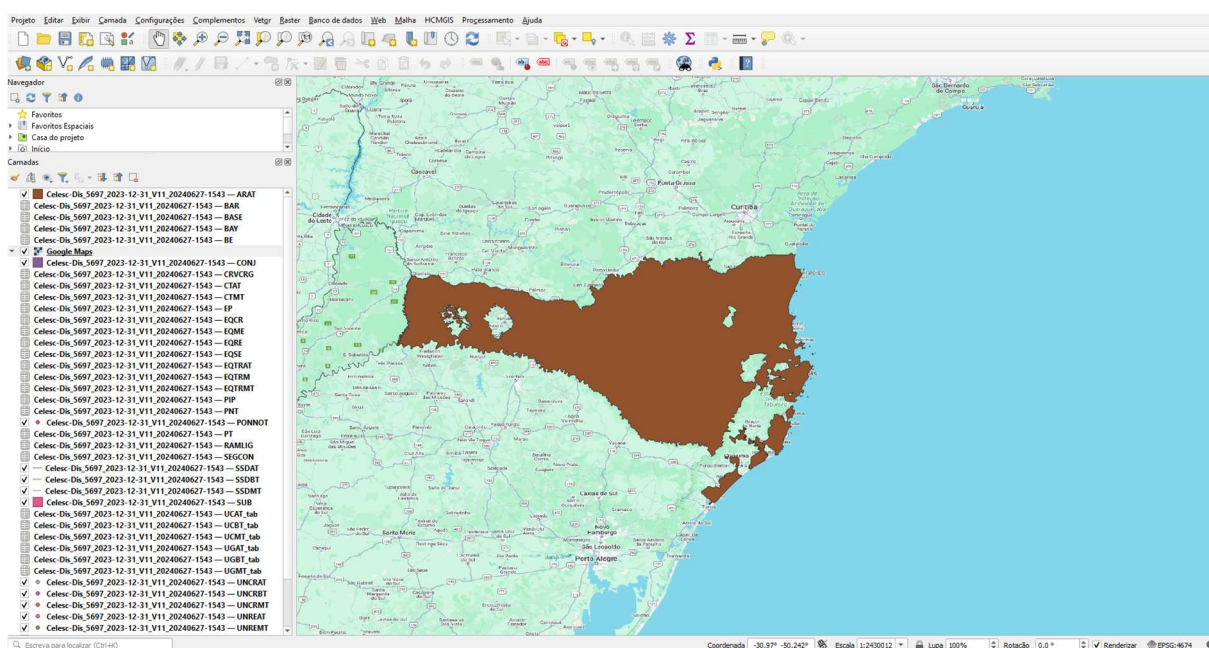
4.1.3 Apresentação do sistema

O sistema em estudo é o alimentar ICO06, localizado na subestação de distribuição Ilha Centro da Celesc, em Florianópolis.

De modo a visualizar melhor o formato da distribuição das linhas de média e baixa tensão do alimentador, utilizou-se do *software* QGIS (*Quantum Geographic Information System*). O QGIS é um *software* de código aberto, multiplataforma e permite visualizar, editar e analisar dados georreferenciados (Sparks; Palino, 2024).

A Figura 13 mostra a interface do programa já com as informações carregadas da BDGD.

Figura 13 – Interface do QGIS com os dados carregador da BDGD.



Fonte: Elaboração própria (2025).

No lado esquerdo da interface, é possível observar as diversas camadas que foram criadas a partir dos dados da BDGD. Cada camada possui uma tabela de atributos que contém diferentes informações sobre o sistema. Por exemplo, a camada “CTMT” contém informações acerca dos alimentadores de todas as subestações.

Para melhorar a visualização do sistema, é possível criar filtros para as camadas, visto que foram carregadas as informações de todo o estado. A Figura 14 mostra um exemplo de filtro aplicado na camada “CTMT”.

Figura 14 – Filtro de camada no QGIS.

Ferramenta de consulta

Configurar filtro de provedor em Celesc-Dis_5697_2023-12-31_V11_20240627-1543 — CTMT

Campos

- OBJECTID
- COD_ID
- NOME
- BARR
- SUB
- PAC_INI
- TEN_NOM
- TEN_OPE
- ATIP
- RECONFIG
- DIST
- UNI_TR_AT
- ENE_01
- ENE_02
- ENE_03
- ENE_04
- ENE_05

Valores
☐ Usar camada não filtrada

Operadores

=	<	>	LIKE	%	IN	NOT IN
<=	>=	!=	ILIKE	AND	OR	NOT

Forneça expressão específica de filtragem

"SUB" = 'ICO'

Fonte: Elaboração própria (2025).

Aplicando o filtro “SUB” = ‘ICO’, é possível limitar os resultados de alimentadores na tabela de atributos da camada CTMT, para apenas alimentadores da subestação ICO (Ilha Centro). O parâmetro “SUB” contém a sigla de todas as subestações, por tanto, apenas os alimentadores da subestação Ilha Centro (ICO) serão exibidos.

Utilizando da mesma lógica de filtro para as demais camadas, conforme Figura 15, se torna possível visualizar com mais precisão o circuito do alimentador ICO06.

- Fluxo de potências na linha que se conecta a barra com incremento de GD (Caso 2);
- Curva de carga e descarga na bateria (Caso 3);
- Carregamento da linha da subestação (Casos 1, 2 e 3).

Além disso, em todas as simulações, o tempo foi dividido em intervalos de uma hora. No total, foram simuladas 200 horas para melhorar a convergência dos resultados. No entanto, os gráficos apresentam apenas a curva correspondente a um período de 24 horas.

4.2.2 Caso 1 – sistema base

O primeiro caso é feito sobre o sistema original, ou seja, sem modificações sobre o modelo convertido. Os resultados obtidos nesta etapa servirão de comparação para o segundo caso.

4.2.2.1 *Caso 1 – sistema base – dia útil*

Inicialmente, para este caso, será exibido na Figura 16 como o arquivo de simulação “Master_DU04_2023125697_ICO06_--MBS-1--T--.dss” foi configurado.

Figura 16 – Arquivo master - caso 1 - dia útil.

```
clear
Redirect "CircuitoMT_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "CodCondutor_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "TransformadorMTMTMTBT_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "SegmentosMT_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "ChavesMT_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "SegmentosBT_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "RamaisBT_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "Medidores_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "CurvaCarga_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "CargasBT_DU04_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "CargasMT_DU04_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "GD_BT_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "GD_MT_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Set mode = daily
set stepsize = 1h
set number = 200
Set Voltagebases = [0.38 13.8 0.44]
Calc Voltagebases

New monitor.Potência_linha1 element=Line.smt_3073522 terminal=1 mode=1 ppolar=no
New monitor.Corrente_linha1 element=Line.smt_3073522 terminal=1 mode=0 ppolar=no

Set tolerance = 0.00001
Set maxcontroliter = 100
Solve
buscoords buscoords.csv

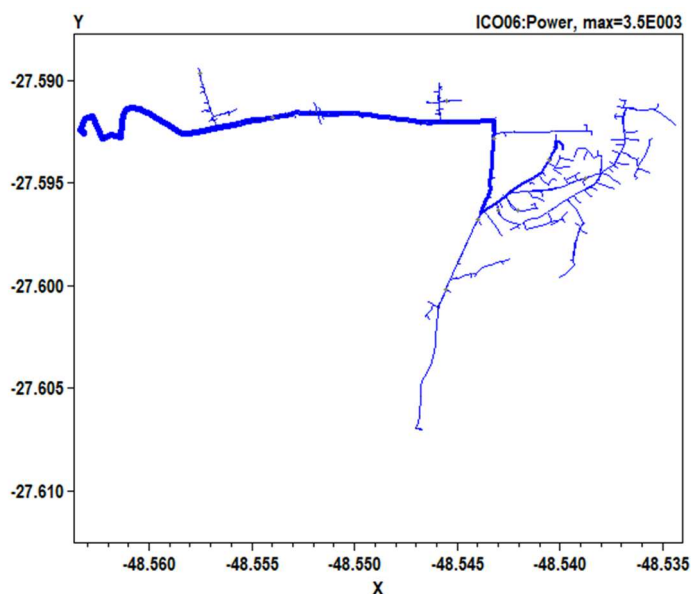
Plot monitor object= potência_linha1 channels={}
Plot monitor object= corrente_linha1 channels={7 9 11}
plot profile
plot circuit
```

Fonte: Elaboração própria (2025).

Além da chamada dos demais arquivos de simulação e delimitação do erro e iterações, foi declarado um monitor de potência e um de carregamento na linha que sai da subestação. Além disso, foram adicionadas linhas de código para plotar os resultados, o perfil de tensão e o circuito em si.

Na sequência, a Figura 17 apresenta uma impressão do circuito feita a partir do OpenDSS.

Figura 17 – Impressão do circuito.

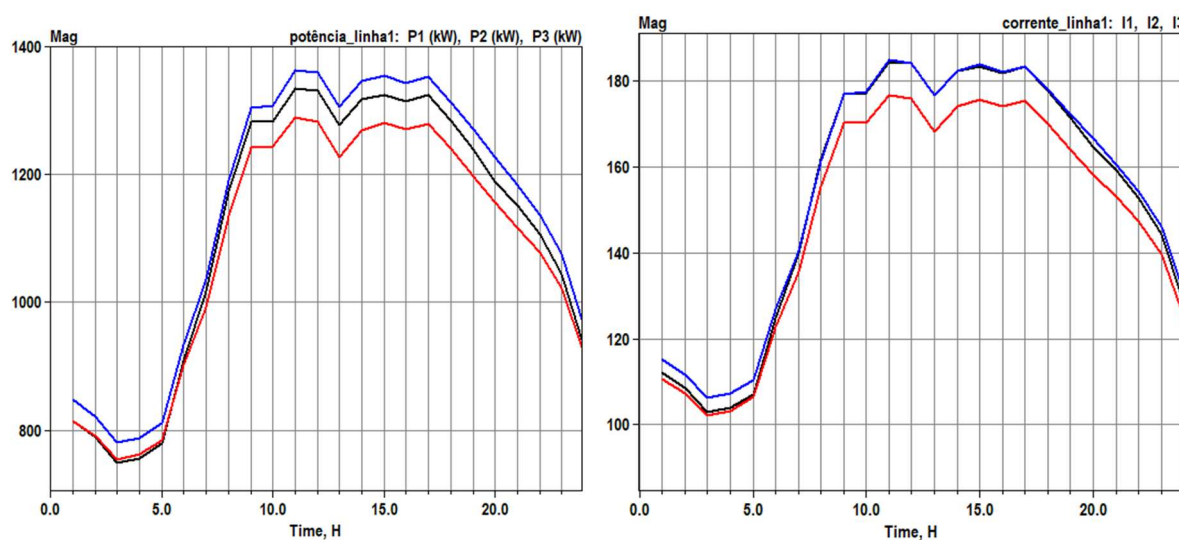


Fonte: Elaboração própria (2025).

Observa-se que o circuito impresso diretamente no OpenDSS apresenta total fidelidade com o circuito visualizado pelo QGIS na Figura 15, o que indica integridade nos dados convertidos pelo bdgd2opendss.

A Figura 18 mostra a curva de potência e carregamento da linha da subestação ao longo de um dia útil.

Figura 18 – Potência e carregamento da linha da subestação - caso 1 - dia útil.

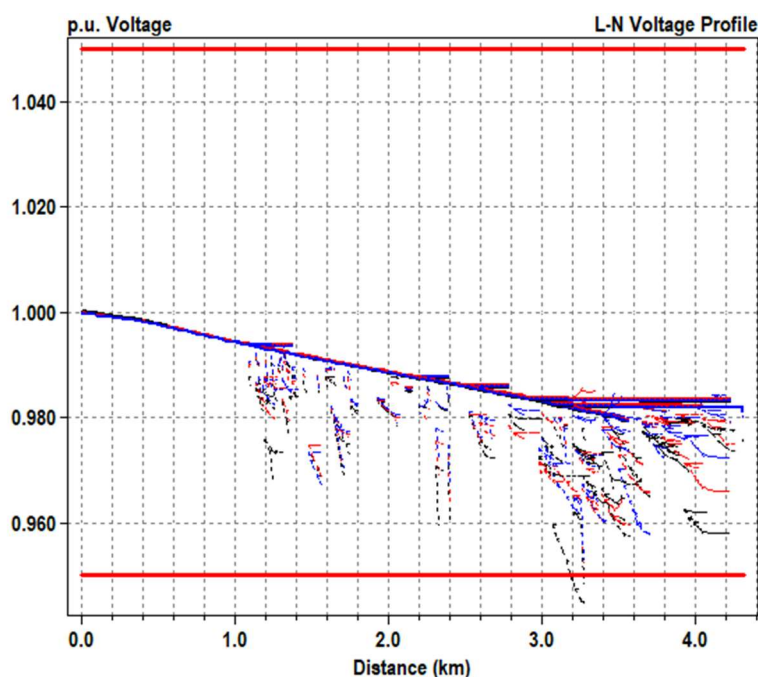


Fonte: Elaboração própria (2025).

É possível notar que o pico do consumo para um dia útil, compreende o horário das 9 às 17 horas, variando de 1200 a 1400 kW. Já o vale, ocorre no período que compreende o horário das 3 às 5 horas, variando de 600 a 800 kW. Para os mesmos períodos a corrente de fase nas linhas varia de 170 a 180 A e 100 a 200 A, respectivamente.

A Figura 19 indica o perfil de tensão no sistema em função da distância da subestação para esse caso.

Figura 19 – Perfil de tensão - caso 1 - dia útil.



Fonte: Elaboração própria (2025).

Conforme apresentado na Figura 19, não existem pontos no sistema que ultrapassem o limite de 1,05 pu. No entanto, nota-se que algumas barras entre 3 e 4 km de distância da subestação, apresentam tensão abaixo de 0,95 pu. A maior e menor tensão identificadas no sistema foram de, respectivamente, 1,0002 e 0,94456 pu.

Por fim, a Figura 20 apresenta as perdas geradas nas linhas e transformadores e o quanto elas representam da carga total do sistema.

Figura 20 – Perdas no sistema - caso 1 - dia útil.

LINE LOSSES=	41.4 kW
TRANSFORMER LOSSES=	39.1 kW
TOTAL LOSSES=	80.5 kW
TOTAL LOAD POWER =	3453.8 kW
Percent Losses for Circuit =	2.33 %

Fonte: Elaboração própria (2025).

Conforme exposto acima, para este caso, as perdas no sistema foram de 2,33% da carga total, ou 80,50 kW.

4.2.2.2 Caso 1 – sistema base – domingo

De forma análoga ao caso anterior, inicialmente, é mostrado na Figura 21 como o arquivo de simulação “Master_DO04_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss” foi configurado.

Figura 21 – Arquivo master - caso 1 - domingo.

```
clear
Redirect "CircuitoMT_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "CodCondutor_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "TransformadorMTMTMTBT_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "SegmentosMT_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "ChavesMT_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "SegmentosBT_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "RamaisBT_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "Medidores_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "CurvaCarga_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "CargasBT_DO04_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "CargasMT_DO04_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "GD_BT_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "GD_MT_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Set mode = daily
set stepsize = 1h
set number = 200
Set Voltagebases = [0.38 13.8 0.44]
Calc Voltagebases

New monitor.Potência_linha1 element=Line.smt_3073522 terminal=1 mode=1 ppolar=no
New monitor.Corrente_linha1 element=Line.smt_3073522 terminal=1 mode=0 ppolar=no

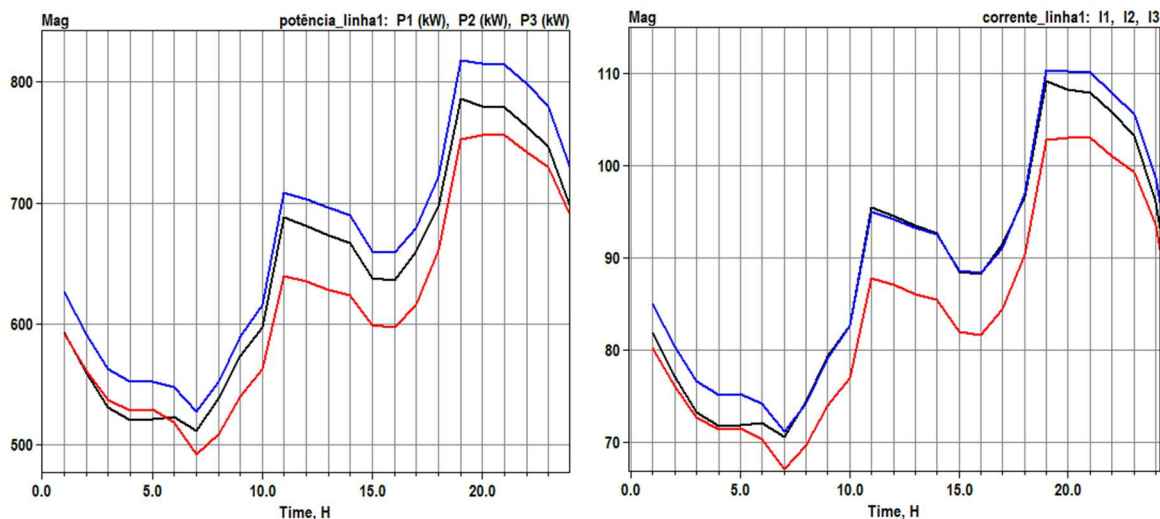
Set tolerance = 0.00001
Set maxcontroliter = 100
Solve
buscoords buscoords.csv

Plot monitor object= potência_linha1 channels={}
Plot monitor object= corrente_linha1 channels={7 9 11}
plot profile
plot circuit
```

Fonte: Elaboração própria (2025).

A Figura 22 mostra a curva de potência e carregamento da linha da subestação ao longo de um domingo.

Figura 22 – Potência e carregamento da linha da subestação - caso 1 - domingo.

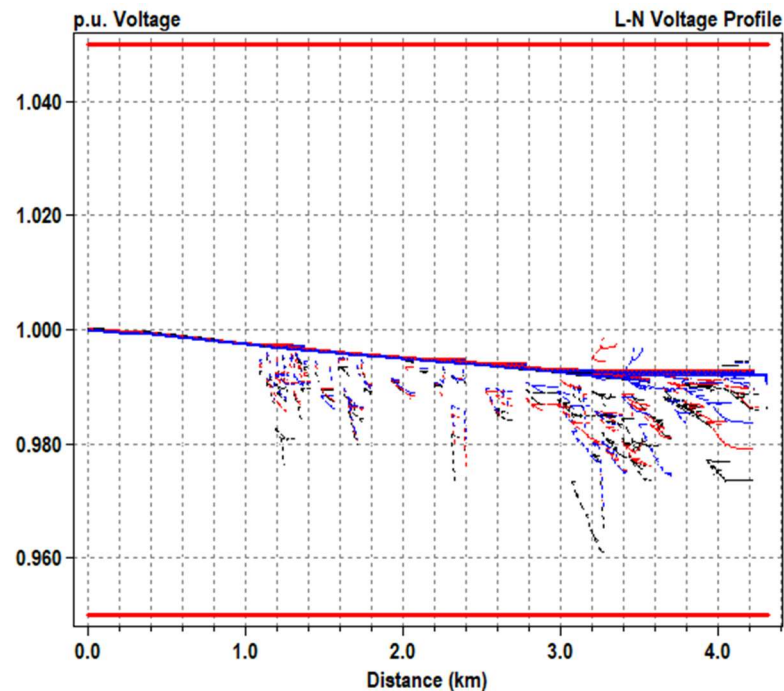


Fonte: Elaboração própria (2025).

Ao contrário do dia útil, no domingo, o pico de consumo ocorre no período que compreende o período das 18 às 23 horas, variando entre 700 e 800 kW, com uma das fases ultrapassando os 800 kW. No vale, o consumo varia entre 500 e 600 kW no período que compreende o horário das 5 às 8 horas.

A Figura 23 indica o perfil de tensão no sistema em função da distância da subestação para esse caso.

Figura 23 – Perfil de tensão - caso 1 - domingo.



Fonte: Elaboração própria (2025).

Diferente do perfil de tensão de um dia útil, no domingo nenhuma violação da tensão foi identificada. A maior e menor tensão identificadas no sistema foram de, respectivamente, 1,0002 e 0,96074 pu.

Por fim, a Figura 24 apresenta as perdas geradas nas linhas e transformadores e o quanto elas representam da carga total do sistema.

Figura 24 – Perdas no sistema - caso 1 - domingo.

LINE LOSSES=	9.7 kW
TRANSFORMER LOSSES=	38.3 kW
TOTAL LOSSES=	48.1 kW
TOTAL LOAD POWER =	1588.3 kW
Percent Losses for Circuit =	3.03 %

Fonte: Elaboração própria (2025).

Conforme exposto acima, para este caso, as perdas no sistema foram de 3,03% da carga total, ou 48,1 kW. Quando comparado ao dia útil, as perdas foram menores em magnitude, porém, maiores em relação a carga total.

4.2.3 Caso 2 – sistema com incremento da GD

Para os próximos casos, foi considerado um aumento na geração fotovoltaica do sistema. O objetivo do aumento é forçar uma inversão de fluxo na subestação, para que na sequência, seja possível avaliar se um BESS é capaz de mitigar esse problema.

O aumento de geração foi feito na barra “2731141.1.2.3”, onde está situado o IFSC Câmpus Florianópolis, que foi originalmente declarado com uma geração de 70,2 kVA.

Para observar a inversão de fluxo na subestação, foi necessário alterar o valor de geração para 5 MVA. A modelagem do sistema PV para a barra em questão pode ser observada abaixo.

```
New "PVsystem.GD.SC.000.014.563" phases=3 bus1=2731141.1.2.3 conn=Delta kv=13.8 pf=0.92 pmpp=5000 kva=5000 irradiance=0.98
~ temperature=25 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=PVlrrad_diaria TDaily=MyTemp
```

Vale ressaltar que esse caso não leva em consideração o carregamento da linha na saída da PV. Esse aumento expressivo de geração, somente seria possível com as devidas melhorias na rede local para suportar a alta injeção de potência ativa.

Os resultados apresentados nesta seção servem de comparação para os resultados obtidos no caso 3.

4.2.3.1 Caso 2 – sistema com incremento da GD – dia útil

Inicialmente, para este caso, será exibido na Figura 25 como o arquivo de simulação “Master_DU04_2023125697_ICO06_--MBS-1--T--.dss” foi configurado.

Figura 25 – Arquivo master - caso 2 - dia útil.

```

clear
Redirect "CircuitoMT_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "CodCondutor_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "TransformadorMTMTMTBT_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "SegmentosMT_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "ChavesMT_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "SegmentosBT_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "RamaisBT_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "Medidores_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "CurvaCarga_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "CargasBT_DU04_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "CargasMT_DU04_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "GD_BT_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "GD_MT_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Set mode = daily
set stepsize = 1h
set number = 200
Set Voltagebases = [0.38 13.8 0.44]
Calc Voltagebases

New monitor.Potência_linha1 element=Line.smt_3073522 terminal=1 mode=1 ppolar=no
New monitor.Corrente_linha1 element=Line.smt_3073522 terminal=1 mode=0 ppolar=no
New monitor.Potência_IFSC element=Line.SMT_3268670 terminal=1 mode=1 ppolar=no

Set tolerance = 0.00001
Set maxcontroliter = 100
Solve
buscoords buscoords.csv

Plot monitor object= potência_linha1 channels={}
Plot monitor object= corrente_linha1 channels={7 9 11}
Plot monitor object= potência_ifsc channels={}
Plot monitor object= storage_variables channels={1}
plot profile
!plot circuit

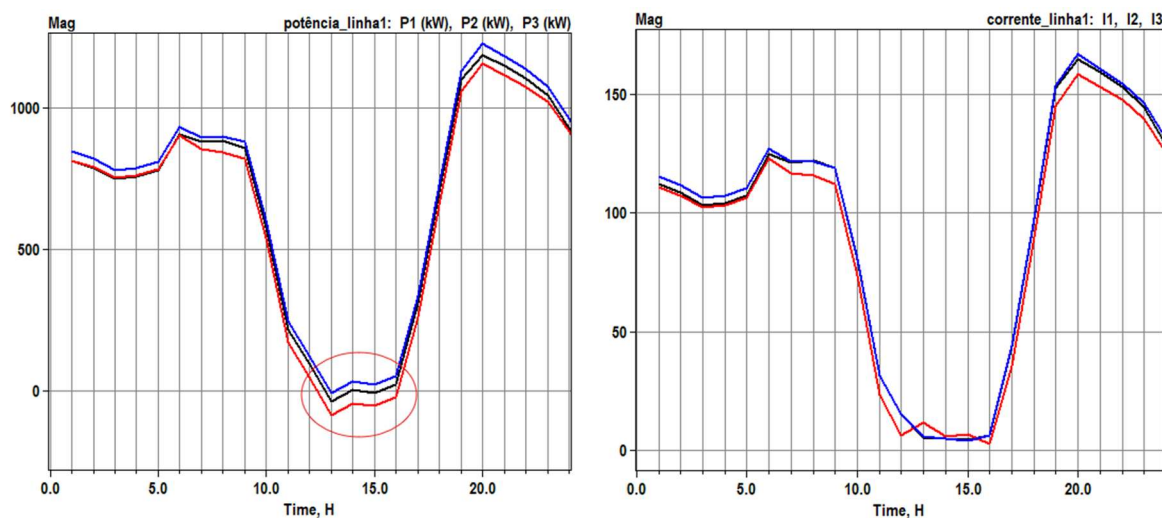
```

Fonte: Elaboração própria (2025).

Além do monitor declarado anteriormente, outros dois monitores foram adicionados. O primeiro para monitorar o carregamento da linha da subestação, e o segundo, para monitorar o fluxo de potência na linha que se conecta a barra onde a geração está localizada.

A Figura 26 mostra a curva de potência e carregamento da linha da subestação, ao longo de um dia útil.

Figura 26 – Potência e carregamento na subestação - caso 2 - dia útil.

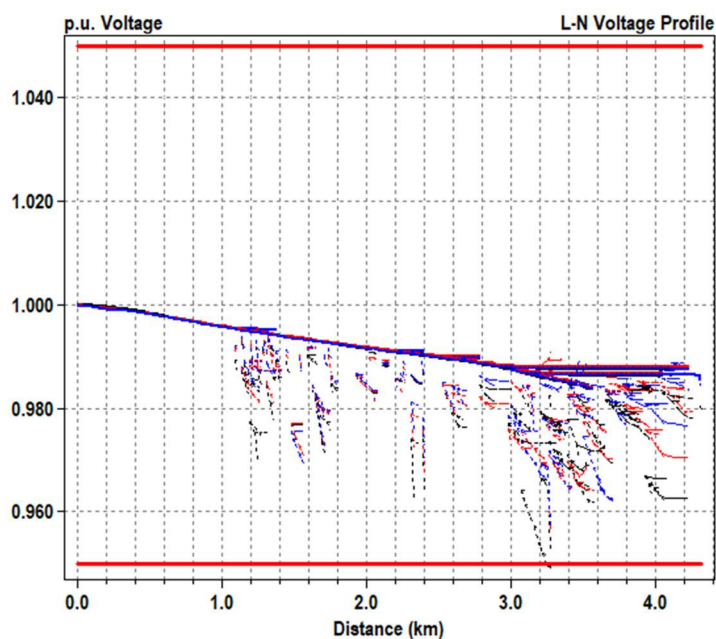


Fonte: Elaboração própria (2025).

Neste caso, o período que antes compreendia o pico de consumo, passou a apresentar fluxo reverso na subestação, ou seja, potência negativa. O período da manhã e noite não tiveram diferenças com o caso base. Já o carregamento obteve uma melhora durante o dia, quando comparado ao caso base.

A Figura 27 indica o perfil de tensão no sistema em função da distância da subestação para esse caso.

Figura 27 – Perfil de tensão - caso 2 - dia útil.

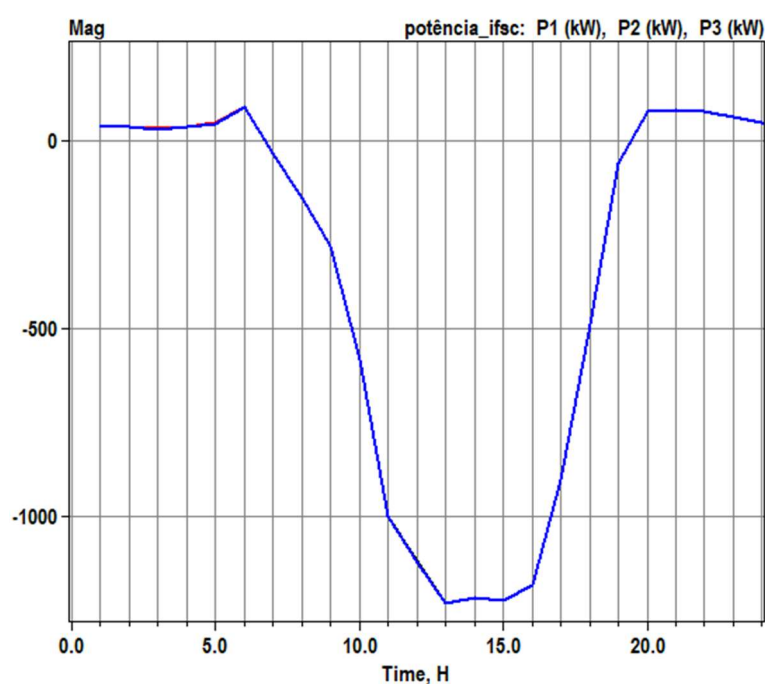


Fonte: Elaboração própria (2025).

Conforme apresentado acima, não existem pontos no sistema que ultrapassem o limite de 1,05 pu. No entanto, nota-se que algumas barras entre 3 e 4 km de distância da subestação, ainda apresentam tensão abaixo de 0,95 pu. A maior e menor tensão identificadas no sistema foram de, respectivamente, 1,0002 e 0,94895 pu.

A Figura 28, mostra as potências na linha que se conecta a barra onde a PV está localizada.

Figura 28 – Potência na linha da PV - caso 2 - dia útil.



Fonte: Elaboração própria (2025).

Assim como na subestação, para esse caso é possível observar uma elevada potência reversa decorrente da alta geração.

Por fim, a Figura 29 apresenta as perdas geradas nas linhas e transformadores e o quanto elas representam da carga total do sistema.

Figura 29 – Perdas no sistema - caso 2 - dia útil.

LINE LOSSES=	26.8 kW
TRANSFORMER LOSSES=	39.3 kW
TOTAL LOSSES=	66.1 kW
TOTAL LOAD POWER =	3467.2 kW
Percent Losses for Circuit =	1.91 %

Fonte: Elaboração própria (2025).

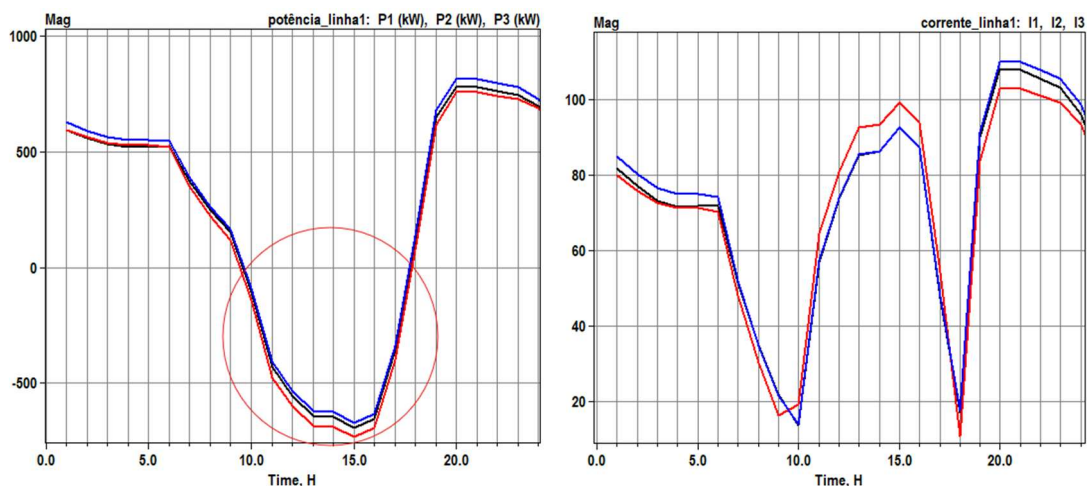
Conforme exposto acima, para este caso, as perdas no sistema foram de 1,91% da carga total, ou 66,10 kW, indicando uma redução nas perdas quando comparado ao caso base.

4.2.3.2 Caso 2 – sistema com incremento da GD – domingo

Analogamente ao caso anterior, apenas o monitor de potência na barra onde a PV está localizada, foi adicionado.

A Figura 30 mostra a curva de potência e carregamento da linha da subestação ao longo de um domingo.

Figura 30 – Potência e carregamento na subestação - caso 2 - domingo.



Fonte: Elaboração própria (2025).

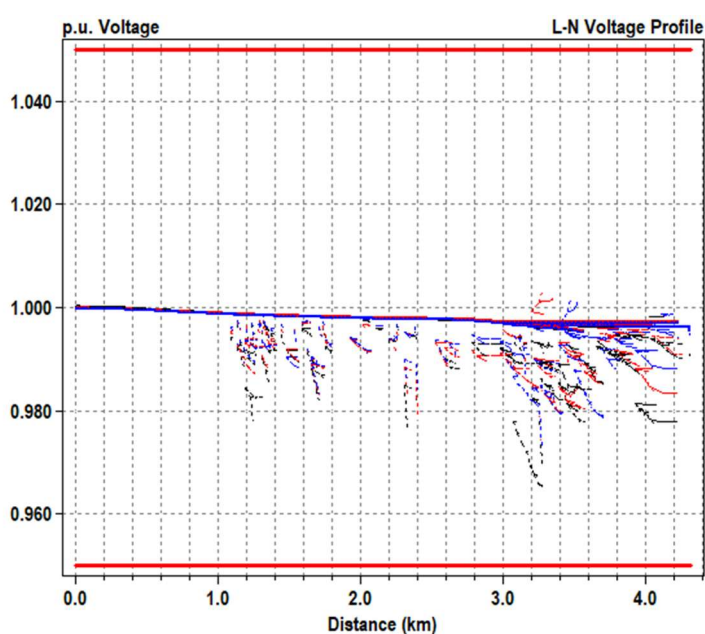
Como no caso anterior, o período que antes compreendia o pico de consumo, passou a apresentar fluxo reverso na subestação, ou seja, potência negativa. No entanto, pelo fato de domingo ter uma demanda inferior, a inversão foi

mais considerável, variando de 0 a -700 kW. O período da manhã e noite não tiveram diferenças com o caso base.

No caso do carregamento, é possível observar uma redução de carregamento à medida que a potência tende a zero. No entanto, o carregamento volta a subir à medida que o fluxo cresce no sentido inverso.

A Figura 31 indica o perfil de tensão no sistema em função da distância da subestação para esse caso.

Figura 31 – Perfil de tensão - caso 2 - domingo.

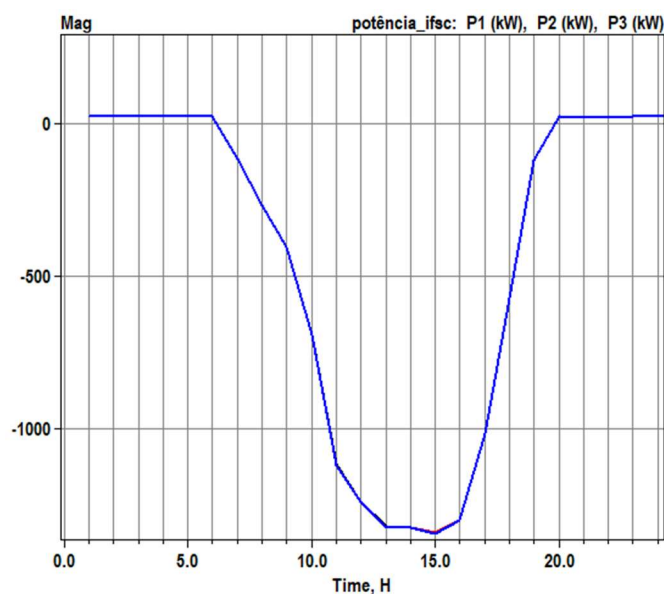


Fonte: Elaboração própria (2025).

Diferente do perfil de tensão de um dia útil, no domingo nenhuma violação da tensão foi identificada. A maior e menor tensão identificadas no sistema foram de, respectivamente, 1,003 e 0,96509 pu.

A Figura 32, mostra as potências na linha que se conecta a barra onde a PV está localizada.

Figura 32 – Potência na linha da PV - caso 2 - dia útil.



Fonte: Elaboração própria (2025).

Assim como na subestação, para esse caso é possível observar uma elevada potência reversa, decorrente da alta geração. Pelo fato de o IFSC não funcionar aos domingos, a inversão de fluxo para esta linha se torna ainda mais considerável.

Por fim, a Figura 33 apresenta as perdas geradas nas linhas e transformadores e o quanto elas representam da carga total do sistema.

Figura 33 – Perdas no sistema - caso 2 - domingo.

LINE LOSSES=	4.8 kW
TRANSFORMER LOSSES=	38.6 kW
TOTAL LOSSES=	43.3 kW
TOTAL LOAD POWER =	1594.2 kW
Percent Losses for Circuit =	2.72 %

Fonte: Elaboração própria (2025).

Conforme exposto acima, para este caso, as perdas no sistema foram de 2,72% da carga total, ou 43,3 kW, indicando uma redução nas perdas quando comparado ao caso base.

4.2.4 Caso 3 – implementação do BESS para mitigar efeitos do excedente da GD

Para os próximos casos, um BESS foi implementado para mitigar os efeitos da inversão de fluxo na subestação. O principal objetivo é modelar uma bateria no OpenDSS que possa absorver a inversão de fluxo (*PeakShaveLow*) e devolver a potência armazenada para a rede (*PeakShave*).

Para isso, foi utilizado a metodologia de modelagem apresentada na seção 3.1.6. Foi implementada uma bateria com capacidade de 2500MWh – 1250MW. Além disso, um controlador foi posicionado na linha de chegada da subestação para monitorar o fluxo de potência.

O controlador foi programado para manter o fluxo de potência na linha monitorada entre 3150 e 300 kW, ou seja, em modos *PeakShave* e *PeakShaveLow* atuando simultaneamente.

A Figura 34 ilustra como foram modelados a bateria e controlador.

Figura 34 – Modelagem da bateria e controlador para o caso 3.

```

===== DEFINIÇÃO DA BATERIA =====
New Storage.Battery phases=3 bus1=2731141.1.2.3 kv=13.8 %idlingkW=1
~ kWhrated=2500.0 %stored=20 kWrated=1250.0 EffCurve=Eff vminpu=0.8 vmaxpu=1.2 %reserve=20

===== DEFINIÇÃO DO CONTROLADOR BATERIA =====
New StorageController.SC element=Line.smt_3073522 terminal=1 modedis=peakshave MonPhase=AVG kWTarget=3150 modecharge=peakShaveLow kwtargetlow=300
New monitor.storage_power element=Storage.Battery terminal=1 mode=1 ppolar=no
New monitor.storage_variables element=Storage.Battery terminal=1 mode=3

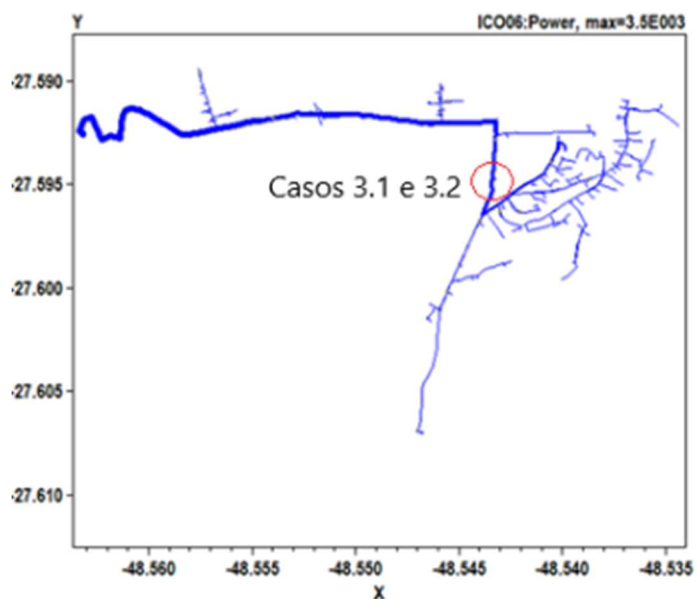
```

Fonte: Elaboração própria (2025).

Os próximos tópicos mostram o comportamento do sistema com o BESS aplicado diretamente na barra da onde a PV está localizada

A Figura 35 destaca a localização do BESS.

Figura 35 – Localização do BESS.



Fonte: Elaboração própria (2025).

4.2.4.1 Caso 3.1 – implementação do BESS na barra da GD – dia útil

Inicialmente, para este caso, no arquivo “Master_DU04_2023125697_ICO06_--MBS-1--T--.dss”, é definido a bateria na barra em análise, juntamente de seu controlador. Também são utilizados os devidos monitores para avaliar a simulação. A Figura 36 apresenta a configuração para esse tópico.

Figura 36 – Arquivo master - caso 3.1 - dia útil.

```

clear
Redirect "CircuitoMT_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "CodCondutor_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "TransformadorMTMTMTBT_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "SegmentosMT_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "ChavesMT_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "SegmentosBT_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "RamaisBT_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "Medidores_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "CurvaCarga_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "CargasBT_DU04_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "CargasMT_DU04_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "GD_BT_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Redirect "GD_MT_2023125697_IC006_--MBS-1--T--.dss"
Set mode = daily
set stepsize = 1h
set number = 200
Set Voltagebases = [0.38 13.8 0.44]
Calc Voltagebases

New monitor.Potência_linha1 element=Line.smt_3073522 terminal=1 mode=1 ppolar=no
New monitor.Corrente_linha1 element=Line.smt_3073522 terminal=1 mode=0 ppolar=no
New monitor.Potência_IFSC element=Line.SMT_3268670 terminal=1 mode=1 ppolar=no
New energymeter.medidor element=line.smt_3073522 terminal = 1

I===== DEFINIÇÃO DA BATERIA =====
New Storage.Battery phases=3 bus1=2731141.1.2.3 kv=13.8 %idlingkw=1
~ kWhrated=2500.0 %stored=20 kWhrated=1250.0 EffCurve=Eff vminpu=0.8 vmaxpu=1.2 %reserve=20

I===== DEFINIÇÃO DO CONTROLADOR BATERIA =====
New StorageController.SC element=Line.smt_3073522 terminal=1 modedis=peakshave MonPhase=AVG kWTarget=3150 modecharge=peakShaveLow kwtargetlow=300
New monitor.storage_power element=Storage.Battery terminal=1 mode=1 ppolar=no
New monitor.storage_variables element=Storage.Battery terminal=1 mode=3

Set tolerance = 0.00001
Set maxcontroliter = 100
Solve
buscoords buscoords.csv

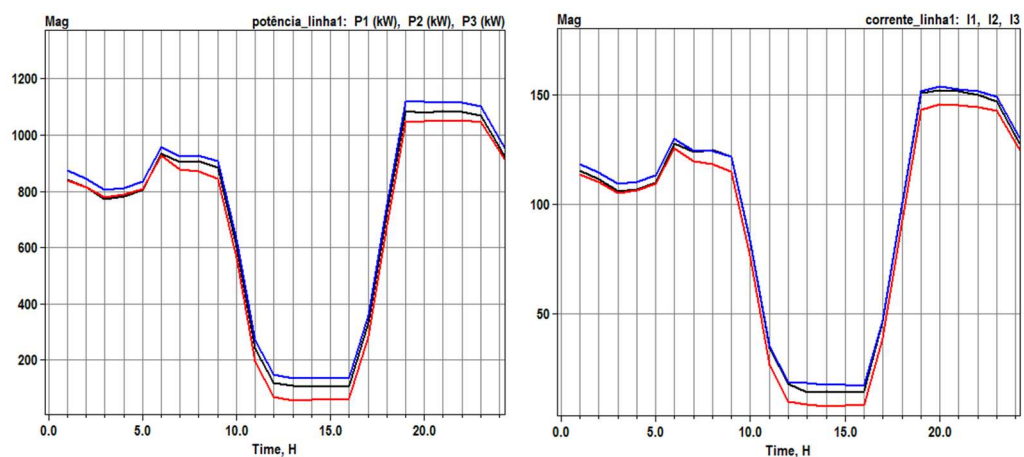
Plot monitor object= potência_linha1 channels={}
Plot monitor object= corrente_linha1 channels={7 9 11}
Plot monitor object= potência_ifsc channels={}
Plot monitor object= storage_variables channels={1}
plot profile
!plot circuit

```

Fonte: Elaboração própria (2025).

A Figura 37 mostra as curvas de potência e carregamento da linha da subestação ao longo de um dia útil.

Figura 37 – Potência e carregamento da linha da subestação - caso 3.1 - dia útil.



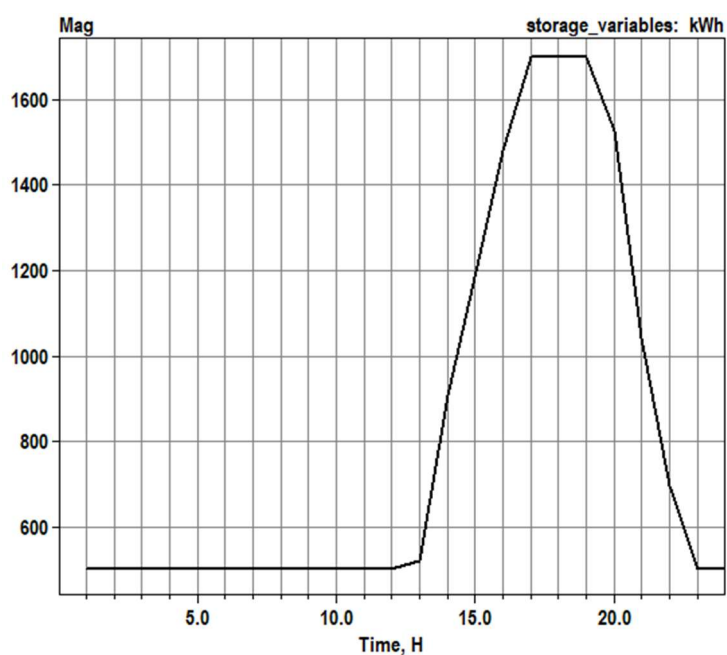
Fonte: Elaboração própria (2025).

Observa-se que a bateria pode absorver com sucesso o fluxo reverso de energia, mantendo o vale da curva em aproximadamente 300 kW. A bateria também obteve êxito em limitar o pico de potência conforme foi programada, ou seja, 3150 kW.

Da mesma forma que a potência, o carregamento da linha também teve seu pico limitado.

A curva de carga e descarga da bateria pode ser observada na Figura 38.

Figura 38 – Curva de carga e descarga da bateria - caso 3.1 - dia útil.

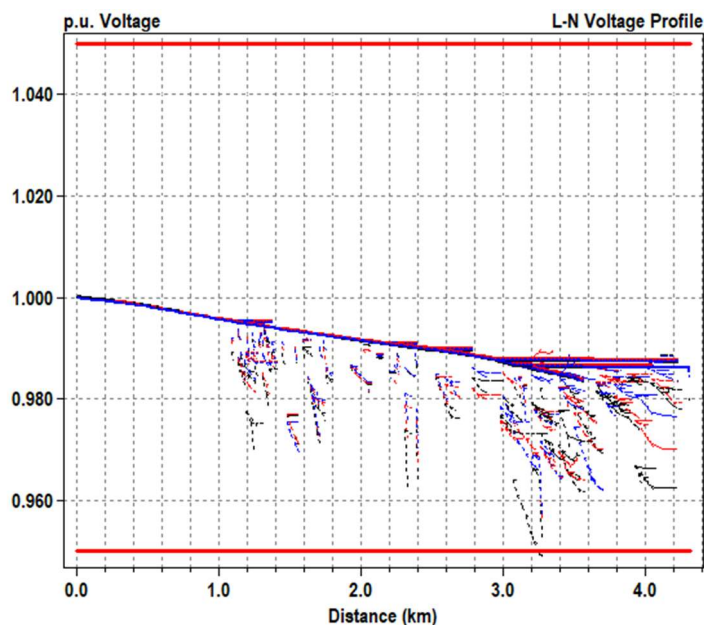


Fonte: Elaboração própria (2025).

Como observado na curva de carga e descarga da bateria, durante o período de 24 horas analisado, ela pôde carregar e suprir a energia requerida pelo sistema. Nota-se também que a bateria não utilizou sua máxima capacidade de armazenamento, tendo uma margem para picos maiores de fluxo reverso.

A Figura 39 indica o perfil de tensão no sistema em função da distância da subestação para esse caso.

Figura 39 – Perfil de tensão - caso 3.1 - dia útil.



Fonte: Elaboração própria (2025).

Conforme apresentado acima, não existem pontos no sistema que ultrapassem o limite de 1,05 pu. No entanto, nota-se que algumas barras entre 3 e 4 km de distância da subestação, ainda apresentam tensão abaixo de 0,95 pu. A maior e menor tensão identificadas no sistema foram de, respectivamente, 1,0002 e 0,94891 pu.

Por fim, a Figura 40 apresenta as perdas geradas nas linhas e transformadores e o quanto elas representam da carga total do sistema.

Figura 40 – Perdas no sistema - caso 3.1 - dia útil.

LINE LOSSES=	27.0 kW
TRANSFORMER LOSSES=	39.3 kW
TOTAL LOSSES=	66.3 kW
TOTAL LOAD POWER =	3467.1 kW
Percent Losses for Circuit =	1.91 %

Fonte: Elaboração própria (2025).

Conforme exposto acima, para este caso, as perdas no sistema foram de 1,91% da carga total, ou 66,30 kW, indicando uma redução nas perdas quando

comparado ao caso base. Porém não houve diferença significativa nas perdas do sistema quando comparado ao caso 2 para o dia útil.

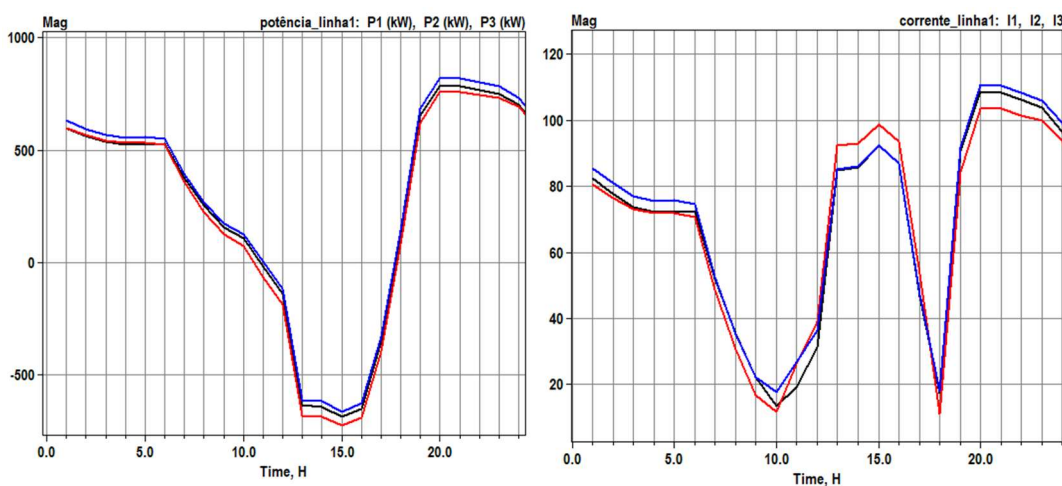
4.2.4.2 Caso 3.2 – implementação do BESS na barra da GD – domingo

De forma análoga ao caso anterior, a bateria, o controlador e seus monitores foram definidos para o dia de domingo.

Na sequência, a Figura 41 evidencia que o BESS modelado não foi capaz de absorver a inversão de fluxo e limitar o carregamento da linha. Na Figura 42, é possível observar o comportamento da bateria para esse caso.

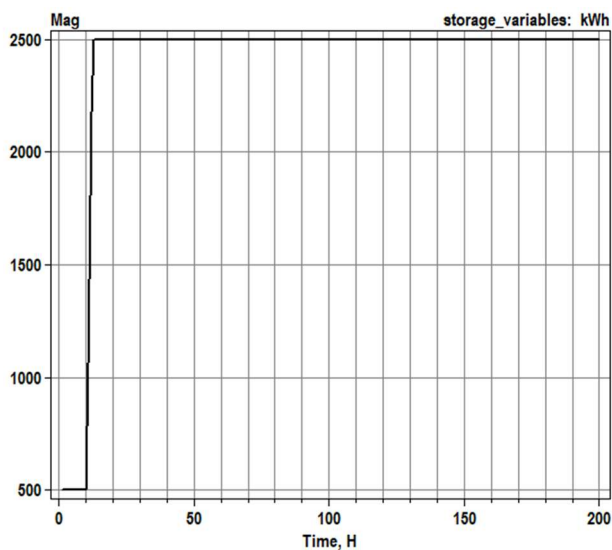
O resultado é que ela atinge sua capacidade máxima antes do período de inversão terminar e não é capaz de descarregar a energia armazenada. Isso evidencia, que a margem de sobra observada no caso anterior, não é suficiente para atender o caso de domingo.

Figura 41 – Potência e carregamento da linha da subestação - caso 3.2 - domingo.



Fonte: Elaboração própria (2025).

Figura 42 – Potência e carregamento da linha da subestação - caso 3.2 - domingo.

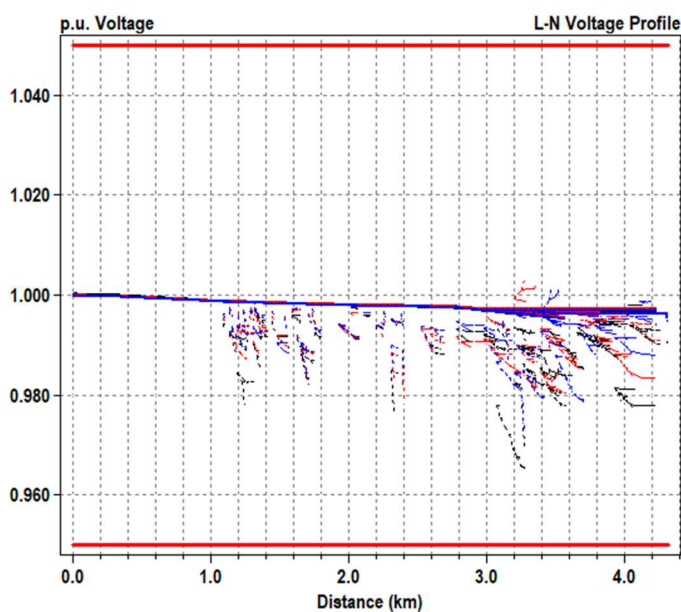


Fonte: Elaboração própria (2025).

Nesse caso, uma bateria maior deveria ser modelada para impedir a inversão de fluxo no domingo. No entanto, tamanho investimento de melhoria no sistema pode se tornar inviável para essa situação específica. Incentivos para reduzir ou cessar a geração poderiam ser promovidos por parte da concessionária.

A Figura 42 indica o perfil de tensão no sistema em função da distância da subestação para esse caso.

Figura 43 – Perfil de tensão - caso 3.2 - domingo.



Fonte: Elaboração própria (2025).

Como nos outros casos, o perfil de tensão para o domingo não contém alterações. A máxima e mínima tensão foram de, respectivamente, 1,003 e 0,96506 pu.

Por fim, a Figura 44 apresenta as perdas geradas nas linhas e transformadores e o quanto elas representam da carga total do sistema.

Figura 44 – Perdas no sistema - caso 3.2 – domingo.

LINE LOSSES=	4.8 kW
TRANSFORMER LOSSES=	38.6 kW
TOTAL LOSSES=	43.4 kW
TOTAL LOAD POWER =	1594.2 kW
Percent Losses for Circuit =	2.72 %

Fonte: Elaboração própria (2025).

Conforme exposto acima, para este caso, as perdas no sistema foram de 2,72% da carga total, ou 43,4 kW, indicando uma redução nas perdas quando comparado ao caso base. Porém não houve diferença significativa nas perdas do sistema quando comparado ao caso 2 para o domingo.

4.2.5 Resumo dos resultados

Nesta seção são apresentados, de forma resumida, os resultados obtidos com a simulações dos 3 casos.

4.2.5.1 Resumo dos resultados – dia útil

No Caso 1, o pico de consumo ocorreu das 9 às 17 horas, variando de 1200 a 1400 kW. Já o vale, ocorre no período que compreende o horário das 3 às 5 horas, variando de 600 a 800 kW. Para os mesmos períodos a corrente de fase nas linhas varia de 170 a 180 A e 100 a 200 A, respectivamente.

No Caso 2 houve inversão do fluxo na subestação e melhora no carregamento. O período da manhã e noite não tiveram diferenças com o caso base.

A potência na linha que sai da barra onde houve incremento da PV aumenta inversamente.

No Caso 3.1, a bateria pôde absorver com sucesso o fluxo reverso de energia, mantendo o vale da curva em aproximadamente 300 kW. A bateria também obteve êxito em limitar o pico de potência conforme foi programada, ou seja, 3150 kW.

4.2.5.2 *Resumo dos resultados – domingo*

No Caso 1 das 18 às 23 horas, o consumo varia entre 700 e 800 kW, com uma das fases ultrapassando os 800 kW. No vale, o consumo varia entre 500 e 600 kW no período que compreende o horário das 5 às 8 horas.

Para o Caso 2, inversão foi mais considerável do que no caso do dia útil, variando de 0 a -700 kW. O período da manhã e noite não tiveram diferenças com o caso base. A potência na linha que sai da barra onde houve incremento da PV aumenta inversamente.

No Caso 3.2, a bateria atinge sua capacidade máxima antes do período de inversão terminar e não é capaz de descarregar a energia armazenada. Isso evidencia que a margem de sobra observada no caso do dia útil, não é suficiente para atender o caso de domingo.

Neste caso, uma bateria maior deveria ser modelada para impedir a inversão de fluxo no domingo. No entanto, tamanho investimento de melhoria no sistema pode se tornar inviável para essa situação específica. Incentivos para reduzir ou cessar a geração poderiam ser promovidos por parte da concessionária.

4.2.5.3 *Resumo dos resultados – geral*

A Tabela 2 indica de forma resumida os resultados de tensão e perdas para todos os casos.

Tabela 2 – Resultados de simulação

	1U	2U	1D	2D	3.1	3.2
Maior tensão [pu]	1,0002	1,0002	1,0002	1,003	1,0002	1,003
Menor tensão [pu]	0,94456	0,94895	0,96074	0,96509	0,94891	0,96506
Perda [%]	2,33	1,91	3,03	2,72	1,91	2,72
Perda [kW]	80,5	66,1	48,1	43,3	66,3	43,4

Fonte: Elaboração própria (2025).

Conforme exposto na Tabela 2, o aumento de geração fotovoltaica no segundo caso proporcionou uma melhora no perfil de tensão e perdas do sistema. No entanto, com a utilização do BESS no terceiro caso, os perfis de tensão e perdas para os dias úteis e domingos não apresentaram diferenças significativas quando comparados ao caso anterior.

Embora a conversão dos dados tenha sido bem-sucedida, ainda podem existir discrepâncias entre o modelo e o sistema real. Um exemplo disso é a ausência dos bancos de capacitores no modelo convertido, o que pode ter contribuído para os baixos níveis de tensão observados.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho teve como objetivo estudar a utilização de um BESS em um sistema de distribuição real, utilizando como base o alimentador ICO06 da subestação Ilha Centro, localizada em Florianópolis. Na pesquisa, foi verificada a eficácia do BESS na mitigação do fluxo reverso de potência na subestação causado pelo aumento da geração fotovoltaica distribuída, e com isso, foi possível avaliar os impactos dessa solução sobre o perfil de tensão, perdas do sistema e fluxo de potência na subestação.

A metodologia adotada se mostrou adequada para a execução do estudo. A ferramenta bdgd2Opendss provou ser eficaz na conversão de dados da BDGD para o OpenDSS, permitindo uma modelagem fiel ao sistema real. Além disso, o OpenDSS se mostrou uma ferramenta eficaz na modelagem e simulação do sistema, garantindo a fidedignidade dos resultados obtidos.

Os resultados obtidos demonstraram que a utilização do BESS foi eficaz para controlar o fluxo reverso de potência na subestação em dias úteis, atingindo o objetivo proposto. No entanto, para os finais de semana, quando a carga é menor, a inversão de fluxo se mostrou significativamente maior, exigindo um BESS de capacidade de armazenamento superior para absorver o excesso de geração. Esse resultado evidencia que, embora a solução proposta seja viável, o BESS deve ser dimensionado conforme o perfil de consumo e geração do sistema estudado.

Por outro lado, as análises de perfil de tensão e perdas feitas no caso 3 não apresentaram variação significativa com os diferentes locais de implementação do BESS, e nem quando comparado ao caso 2.

A bibliografia selecionada foi suficiente para embasar os conceitos teóricos utilizados ao longo do estudo, proporcionando uma compreensão ampla sobre sistemas de armazenamento de energia e suas aplicações. A pesquisa permitiu não apenas confirmar a viabilidade da utilização do BESS para mitigar o fluxo reverso de potência, mas também destacar a necessidade de um planejamento adequado para garantir sua eficiência em diferentes condições de operação.

Como sugestão para trabalhos futuros, seria interessante aprofundar a análise sobre a extração do carregamento de todas as linhas do sistema a partir do OpenDSS, permitindo uma avaliação mais detalhada do impacto da geração

fotovoltaica e do BESS na rede elétrica. Além disso, também é sugerido investigar os impactos de aplicação do BESS para diferentes localidades do sistema.

REFERÊNCIAS

- ANEEL. **Nota Técnica nº 0057/2014-SRD/ANEEL**. Brasília, 2014. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/026/documento/nota_tecnica_0057_srd.pdf. Acesso em: 12 ago. 2024.
- ANEEL. **Base de Dados Geográfica da Distribuidora – BDGD**. 2024a. Disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/base-de-dados-geografica-da-distribuidora-bdgd>. Acesso em: 19 fev. 2025.
- ANEEL. **Base de Dados Geográfica da Distribuidora**. 2024b. Disponível em: <https://dadosabertos-aneel.opendata.arcgis.com/search?tags=distribuicao>. Acesso em: 19 fev. 2025.
- BLOOMBERGNEF. **Energy Storage Investments Boom As Battery Halve in the Next Decade**. 2019. Disponível em: <https://about.bnef.com/blog/energy-storage-investments-boom-battery-costs-halve-next-decade/>. Acesso em: 6 abr. 2024.
- BLOOMBERGNEF. **New Energy Outlook 2020**. 2020. Disponível em: https://assets.bbhub.io/professional/sites/24/928908_NEO2020-Executive-Summary.pdf. Acesso em: 6 abr. 2024.
- BUENO, A.F.M.; BRANDÃO, C.A.L. **Visão Geral de Tecnologia e Mercado para os Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica no Brasil**. 2016. Disponível em: https://abaque.com.br/wp-content/uploads/2017/07/Estudo_Mercado_Armazenamento_Brasil.pdf. Acesso em: 18 jun. 2024.
- CÂMARA, Lorrane D.S.C. **UMA ANÁLISE SOBRE A FLEXIBILIDADE DO SETOR ELÉTRICO NO CONTEXTO DE AUMENTO DA PARTICIPAÇÃO DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS VARIÁVEIS NA MATRIZ ELÉTRICA GLOBAL**. Monografia de Bacharelado – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2015. Disponível em: <https://pantheon.ufrj.br/bitstream/11422/513/1/Monografia%20Lorrane%20Câmara-%20%20versão%20final.pdf>. Acesso em: 24 jun. 2024.
- CAMPOS, F. M.; ARAÚJO, D. N.; TOLEDO, O. M.; FERNANDES, L. do E. S.; BORBA, A. T. A. TECNOLOGIAS E APLICAÇÕES DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA PARA SUPORTE À INTEGRAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS NO BRASIL. **Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS**, [S. l.], p. 1–10, 2022. DOI: 10.59627/cbens.2022.1138. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/1138>. Acesso em: 20 jun. 2025.
- CANTANE, Daniel; HIDEO, Oswaldo; MÁRCIO, Ando; *et al.* **Tecnologias de Armazenamento de Energia Aplicadas ao Setor Elétrico Brasileiro**. São Carlos-SP, Brasil: Editora Scienza, 2020. Disponível em: https://editorascienza.com.br/pdfs/pti/livro_tecnologias.pdf. Acesso em: 7 jun. 2024.

CHEN, Haisheng; CONG, Thang Ngoc; YANG, Wei; *et al.* Progress in Electrical Energy Storage system: a Critical Review. **Progress in Natural Science**, v. 19, n. 3, p. 291–312, 2009. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S100200710800381X>. Acesso em: 4 jul. 2024.

CHEN, Shuaixun; ZHANG, Tian; GOOI, H. B.; *et al.* Penetration Rate and Effectiveness Studies of Aggregated BESS for Frequency Regulation. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 7, n. 1, p. 167–177, 2016. Disponível em: https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7115170?casa_token=oJba4T5u6vIAA AAA:hqzjxZ-TgV2ImZIXZUjYzHPya-jt_jkc0D3ZyrLkc5xfvQqzC-0RySrZpeTV-U6hhCXhCbYgu_oWDQ. Acesso em: 20 jul. 2024.

CIGRE. **Impact of Battery Energy Storage Systems (BESS) on Distribution Networks**. 2018. Disponível em: <https://cigre.gr/wp-content/uploads/2020/02/Nikos-Hatziargyriou-CIGRE-SC-C6-former-Chairman-Impact-of-Battery-Energy-Storage-Systems-BESS-on-Distribution-Networks.pdf>. Acesso em: 20 jul. 2024.

COSTA, Filipa. **Processos de armazenamento de energia com recurso a ar comprimido: revisão**. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Geográfica, Geofísica e Energia, Faculdade de Ciências, Universidade de Lisboa, Lisboa, 2019. Disponível em: <http://hdl.handle.net/10451/39103>. Acesso em: 8 mai 2024.

EPRI. **Circuit Model Concept**. 2024a. Disponível em: <https://opendss.epri.com/CircuitModelConcept.html>. Acesso em: 18 fev. 2025.

EPRI. **Bus Definition**. 2024b. Disponível em: <https://opendss.epri.com/BusDefinition.html>. Acesso em: 18 fev. 2025.

EPRI. **Terminal Definition**. 2024c. Disponível em: <https://opendss.epri.com/TerminalDefinition.html>. Acesso em: 18 fev. 2025.

EPRI. **Power Delivery Elements**. 2024d. Disponível em: <https://opendss.epri.com/PowerDeliveryElements.html>. Acesso em: 18 fev. 2025.

EPRI. **Power Conversion Elements**. 2024e. Disponível em: <https://opendss.epri.com/PowerConversionElements.html>. Acesso em: 18 fev. 2025.

EPRI. **Vsource**. 2024f. Disponível em: <https://opendss.epri.com/Vsource.html>. Acesso em: 18 fev. 2025.

EPRI. **Line**. 2024g. Disponível em: <https://opendss.epri.com/Line.html>. Acesso em: 18 fev. 2025.

EPRI. **Transformer**. 2024h. Disponível em: <https://opendss.epri.com/Transformer1.html>. Acesso em: 18 fev. 2025.

EPRI. **Load**. 2024i. Disponível em: <https://opendss.epri.com/Load1.html>. Acesso em: 18 fev. 2025.

EPRI. **PVSystem**. 2024j. Disponível em: <https://opendss.epri.com/PVSystem.html>. Acesso em: 18 fev. 2025.

EPRI. **Storage**. 2024k. Disponível em: <https://opendss.epri.com/Storage.html>. Acesso em: 18 fev. 2025.

EPRI. **Dispatch Modes**. 2024l. Disponível em: <https://opendss.epri.com/DispatchModes.html>. Acesso em: 18 fev. 2025.

EPRI. **Default**. 2024m. Disponível em: <https://opendss.epri.com/Default.html>. Acesso em: 18 fev. 2025.

EPRI. **Follow**. 2024n. Disponível em: <https://opendss.epri.com/Follow.html>. Acesso em: 18 fev. 2025.

EPRI. **Price and LoadLevel**. 2024o. Disponível em: <https://opendss.epri.com/PriceandLoadLevel.html>. Acesso em: 18 fev. 2025.
EPRI. **External**. 2024p. Disponível em: <https://opendss.epri.com/External.html>. Acesso em: 18 fev. 2025.

EPRI. **PeakShave**. 2024q. Disponível em: <https://opendss.epri.com/PeakShave.html>. Acesso em: 18 fev. 2025.

EPRI. **PeakShaveLow**. 2024r. Disponível em: <https://opendss.epri.com/PeakShaveLow.html>. Acesso em: 18 fev. 2025.

EPRI. **Follow**. 2024s. Disponível em: <https://opendss.epri.com/Follow1.html>. Acesso em: 18 fev. 2025.

EPRI. **Support**. 2024t. Disponível em: <https://opendss.epri.com/Support1.html>. Acesso em: 18 fev. 2025.

EPRI. **Schedule**. 2024u. Disponível em: <https://opendss.epri.com/Schedule.html>. Acesso em: 18 fev. 2025.

EPRI. **Time**. 2024v. Disponível em: <https://opendss.epri.com/Time.html>. Acesso em: 18 fev. 2025.

EPRI. **LoadShape**. 2024w. Disponível em: <https://opendss.epri.com/LoadShape1.html>. Acesso em: 18 fev. 2025.

EPRI. **Monitor**. 2024x. Disponível em: <https://opendss.epri.com/Monitor.html>. Acesso em: 18 fev. 2025.

EPRI. **Capacitor**. 2024y. Disponível em: <https://opendss.epri.com/Capacitor1.html>. Acesso em: 18 fev. 2025.

EPRI. **RegControl**. 2024z. Disponível em: <https://opendss.epri.com/RegControl.html>. Acesso em: 18 fev. 2025.

GOULART, Vitor V. **Projeto de um sistema de armazenamento de energia utilizando baterias de lítio de segunda vida descartadas de veículos elétricos Nissan Leaf**. Trabalho de Conclusão de Curso (Curso de Graduação em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica e Eletrônica, UFSC, Florianópolis, 2021. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/223714/TCC.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 6 abr. 2024.

ANISIE , Arina; BOSHELL, Francisco; KAMATH, Santosh; *et al.* **Innovation Landscape brief: Utility-scale Batteries**. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency (IRENA), 2019. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Utility-scale-batteries_2019.pdf. Acesso em: 6 abr. 2024.

LEITE, Nelson; DELGADO, Marco ; HAGE, Fabio. **OS DESAFIOS DO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NO SETOR ELÉTRICO**. Brasil: FGV Energia, 2017. Disponível em: <https://fgvenergia.fgv.br/opinioes/os-desafios-do-armazenamento-de-energia-no-setor-eletrico>. Acesso em: 6 abr. 2024.

MEARS, L. D.; GOTSCHALL, H. L.; KEY, T.; *et al.* **EPRI Project Manager EPRI-DOE Handbook of Energy Storage for Transmission & Distribution Applications**. Washington, DC: EPRI, Palo Alto, CA, e U.S. Department of Energy, 2003. Disponível em: <https://www.sandia.gov/ess-ssl/publications/ESHB%201001834%20reduced%20size.pdf>. Acesso em: 11 jul. 2024.

NYSERDA. **Types of Energy Storage**. Disponível em: <https://www.nyserda.ny.gov/All-Programs/Energy-Storage-Program/Energy-Storage-for-Your-Business/Types-of-Energy-Storage>. Acesso em: 4 mai. 2024.

ONS. **O Sistema em Números**. 2024a. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 6 abr. 2024.

ONS. **Evolução da Capacidade Instalada de Geração Eólica e Fotovoltaica**. 2024b. Disponível em: [https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/historico-da-operacao/evolucao_capacidade_instalada.aspx](https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/evolucao_capacidade_instalada.aspx). Acesso em: 6 abr. 2024.

ONS. **Carga de Energia**. 2024c. Disponível em: https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx. Acesso em: 6 abr. 2024.

ONS. **O Sistema Interligado Nacional**. 2024d. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em: 28 mai. 2024.

ONS. **Sistemas Isolados**. 2024e. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/sistemas-isolados>. Acesso em: 28 mai. 2024.

ONS. **Qualidade do Suprimento**. 2024f. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/qualidade-do-suprimento>. Acesso em: 03 jun. 2024.

ORION BMS. **How The BMS Works**. 2019. Disponível em: <https://www.orionbms.com/general/how-it-works/#:~:text=There>. Acesso em: 9 mai. 2024.

SPARKS, ERIC; PALINO, GILLIAN. **QGIS: An Introduction to na Open-Source Geographic Information System**. 2024. Disponível em: [https://extension.msstate.edu/publications/qgis-introduction-open-source-geographic-information-system#:~:text=QGIS%20\(Quantum%20Geographic%20Information%20System,and%20maps%20available%20to%20download](https://extension.msstate.edu/publications/qgis-introduction-open-source-geographic-information-system#:~:text=QGIS%20(Quantum%20Geographic%20Information%20System,and%20maps%20available%20to%20download). Acesso em: 19 fev. 2025.

RADATZ, P.; RODRIGUES, E.; ALMEIDA, L.; LOPES, A.; MELO, L.; CASEMIRO, M.; NOGUEIRA, M.; FREDERICO, C.; BROSLAVSCHI, G.; ANANDA; SAKAI, R. T.; MAMEDE, A. C.; LONDERO, R. 2024. **bdgd2opendss**: A BDGD to OpenDSS conversion tool (Version 1.0.0). Disponível em: <https://github.com/pauloradatz/bdgd2opendss?tab=readme-ov-file>. Acesso em: 02 fev. 2025.

SOUZA, Amanda C. M. **Aplicação de sistemas de armazenamento de energia por baterias para a suavização de potência em usinas eólicas**. Trabalho de Conclusão de Curso (Programa em Graduação Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, UFPE, Recife, 2022. Disponível em: https://repositorio.ufpe.br/bitstream/123456789/47409/1/AmandaMonteiro_TCC.pdf. Acesso em: 6 abr. 2024.

SOUZA, Humberto M. C. **Armazenamento de Energia num Cenário de Evolução das Energias Renováveis Variáveis**. Trabalho de Conclusão de Curso, UFRJ, Rio de Janeiro, 2020. Disponível em: <http://www.repositorio.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10032323.pdf>. Acesso em: 6 abr. 2024.

TLS NEWS & BLOGS. **UNDERSTANDING POWER CONVERSION SYSTEMS (PCS) IN BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEMS (BESS)**. 2023. Disponível em: <https://www.tls-containers.com/tls-blog/understanding-power-conversion-systems-pcs-in-battery-energy-storage-systems-bess>. Acesso em: 9 mai. 2024.

TROES. **Optimizing BESS Performance with HVAC and Ventilation Simulation Technology**. 2024. Disponível em: <https://troescorp.com/optimizing-bess-performance-with-hvac-and-ventilation-simulation-technology/>. Acesso em: 9 mai. 2024.

UECKERDT, Falko; BRECHA, Robert ; LUDERER, Gunnar. Analyzing major challenges of wind and solar variability in power systems. **Renewable Energy**, v. 81, p. 1–10, 2015. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148115001846?via%3Di> hub. Acesso em: 6 abr. 2024.

WU, Yuan-Kang ; TANG, Kuo-Ting. Frequency Support by BESS – Review and Analysis. **Energy Procedia**, v. 156, p. 187–191, 2019. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610218310865>. Acesso em: 20 jul. 2024.

ZHANG, Chao; WEI, Yi-Li; CAO, Peng-Fei; *et al.* Energy storage system: Current studies on batteries and power condition system. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 82, p. 3091–3106, 2018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032117314077>. Acesso em: 20 jul. 2024.

ZHANG, Zhanqiang; DOU, Chunxia; YUE, Dong; *et al.* Event-Triggered Hybrid Voltage Regulation With Required BESS Sizing in High-PV-Penetration Networks. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 13, n. 4, p. 2614–2626, 2022. Disponível em: https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9759469?casa_token=yQ8sRxzdvroAAA:R3_cEZ9eda0X6hWGRqxupgAyz5GUAoWL_EMQuz727yniCLK1Wf1LnDk15wXNx4YGXZzJmF_kOS1g_w. Acesso em: 11 jul. 2025.