



UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE  
Centro de Engenharia Elétrica e Informática  
Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica



**GABRIEL MARQUES SARMENTO DE QUEIROGA**

**ANÁLISE DE PERDAS TÉCNICAS EM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE  
ENERGIA COM INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA  
FOTOVOLTAICA E SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA POR  
BATERIAS**

Campina Grande – PB

Maio de 2024

**GABRIEL MARQUES SARMENTO DE QUEIROGA**

**ANÁLISE DE PERDAS TÉCNICAS EM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE  
ENERGIA COM INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA  
FOTOVOLTAICA E SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA POR  
BATERIAS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado  
à Coordenação do Curso de Engenharia Elé-  
trica da Universidade Federal de Campina  
Grande como parte dos requisitos necessá-  
rios para a obtenção do Grau de Bacharel  
em Engenharia Elétrica

**Prof<sup>ca</sup>. Núbia Silva Dantas Brito, D.Sc**

Orientadora

Campina Grande – PB

Maio de 2024

**GABRIEL MARQUES SARMENTO DE QUEIROGA**

**ANÁLISE DE PERDAS TÉCNICAS EM SISTEMA DE  
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA COM INSERÇÃO DE  
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA E SISTEMA DE  
ARMAZENAMENTO DE ENERGIA POR BATERIAS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado  
à Coordenação do Curso de Engenharia Elé-  
trica da Universidade Federal de Campina  
Grande como parte dos requisitos necessá-  
rios para a obtenção do Grau de Bacharel  
em Engenharia Elétrica

Trabalho de Conclusão de Curso aprovado em 28 de maio de 2024:

---

**Prof<sup>a</sup>. Núbia Silva Dantas Brito, D.Sc**  
Orientadora

---

**Prof. Célio Anésio da Silva, D.Sc**  
Examinador

Campina Grande – PB  
Maio de 2024

## Agradecimentos

Em primeiro lugar, agradeço à Deus pelo amparo nos momentos difíceis, por ter permitido que tivesse saúde para lutar todos os dias e por sempre está comigo nos momentos de que a saudade de casa não cabia dentro do peito.

Aos meus pais, Cleonilda Marques e Francisco de Assis, e irmãos, Juliana Marques e Rafael Marques, que sempre me incentivaram e compreenderam a minha ausência enquanto eu me dedicava à realização deste sonho.

Aos meus avós Lucia Maria e José Sarmento, e meus padrinhos Aurineide Casimiro e Raimundo Nonato, que sem seu apoio eu não conseguiria chegar onde cheguei hoje.

À minha namorada Emilly Cristine, por sempre me apoiar em todas minhas decisões, por confiar mais em mim do que eu mesmo e por ser a maior torcida do meu sucesso.

Aos professores, Núbia Silva e Célio Anésio pelas correções e ensinamentos que me permitiram apresentar um melhor desempenho no meu processo de formação profissional ao longo do curso.

Aos integrantes do grupo de pesquisa do LabSim, Matheus Dantas, Ramayana Leonarda, Pedro Henrique, Cícero Augusto e Justino Henrique que foram essenciais neste e em outros trabalhos, amigos para a vida.

Por fim, agradeço aos meus colegas de curso, com quem convivi intensamente durante os últimos anos, pelo companheirismo e pela troca de experiências que me permitiram crescer não só como pessoa, mas também como formando, verdadeiro amigos que nunca serão esquecidos, Roberto Dourado, Isac Almeida, Lucas Dantas, Eduardo Sátiro, Vitor Hugo e José Geraldo.

## Resumo

Neste Trabalho de Conclusão de Curso se tem como objetivo de avaliar as perdas técnicas em um sistema de distribuição de energia elétrica com a presença de sistemas de geração fotovoltaica e de armazenamento de energia por baterias. O estudo foi realizado no *software* OpenDSS, no qual foi modelado o sistema-teste IEEE 13 barras, o sistema fotovoltaico e o sistema de armazenamento de energia, executado o cálculo de perdas de potência e de energia. Os estudos de casos realizados consistiram na análise de vários cenários, nos quais avaliou-se a variação de potência nos geradores fotovoltaicos e dos modelos de baterias. Foram analisados dois modelos de baterias: Chumbo-ácido e Íon-lítio, combinando com geradores distribuídos fotovoltaicos de diferentes potências. A localização dos modelos de baterias coincidiu com a dos geradores fotovoltaicos, justificada pelo tamanho da carga instalada em cada um das barras e o fato de serem consideradas barras terminais. A partir de análise dos resultados dos estudos de caso, destaca-se que o caso de alta potência de geradores distribuídos com uso de baterias de Íon-lítio para redução de perdas, o qual indicou uma redução de 17,26% das perdas técnicas.

**Palavras-chave:** Baterias, Chumbo-ácido, Geração Fotovoltaica, Íon-lítio, OpenDSS, Perdas Técnicas.

## **Abstract**

This Course Completion Work aims to evaluate technical losses in an electrical energy distribution system with the presence of photovoltaic generation and battery energy storage systems. The study was carried out using the OpenDSS software, in which the IEEE 13-bar test system, the photovoltaic system and the energy storage system were modeled, and power and energy losses were calculated. The case studies carried out consisted of the analysis of several scenarios, in which the power variation in photovoltaic generators and battery models was evaluated. Two battery models were analyzed: Lead-acid and Lithium-ion, combining with distributed photovoltaic generators of different powers. The location of the battery models coincided with that of the photovoltaic generators, justified by the size of the load installed on each of the bars and the fact that they are considered terminal bars. From an analysis of the results of the case studies, it is highlighted that the case of high power distributed generators using lithium-ion batteries to reduce losses, which indicated a 17.26% reduction in technical losses.

**Keywords:** Batteries, Lead-acid, Lithium-ion, OpenDSS, Photovoltaic Generation, Technical Losses.

## Lista de ilustrações

Figura 1 – Expansão da oferta de geração de Energia Elétrica em 2020. . . . .	11
Figura 2 – Oferta Interna de Energia Elétrica – 2021 e 2022. . . . .	12
Figura 3 – Sistema tradicional versus GD. . . . .	12
Figura 4 – Perdas sobre a energia injetada. . . . .	13
Figura 5 – Diagrama de blocos do SEP. . . . .	16
Figura 6 – Fluxo de energia do sistema elétrico convencional. . . . .	17
Figura 7 – Recorte de uma célula FV padrão. . . . .	18
Figura 8 – Curvas características V-I de um módulo FV sob diferentes irradiâncias com temperatura constante. . . . .	20
Figura 9 – Curvas características V-I de um módulo FV sob diferentes irradiâncias com temperatura constante. . . . .	21
Figura 10 – Circuito equivalente de uma célula FV típica. . . . .	21
Figura 11 – Classificação dos sistemas de armazenamento de energia. . . . .	23
Figura 12 – Esquema Eletroquímico durante a carga. . . . .	23
Figura 13 – Gráfico de Ragone para algumas tecnologias de armazenamento de energia. . . . .	24
Figura 14 – Circuito Equivalente. . . . .	26
Figura 15 – Curva Característica de carga e descarga. . . . .	26
Figura 16 – Representação da metodologia proposta. . . . .	28
Figura 17 – Estrutura do <i>software</i> OpenDSS. . . . .	29
Figura 18 – Diagrama Unifilar da rede Teste IEEE 13 barras. . . . .	31
Figura 19 – Curva de carga diária média. . . . .	33
Figura 20 – Diagrama Unifilar da rede com a localização do GFV. . . . .	34
Figura 21 – Diagrama de blocos simplificado do modelo do elemento <i>PVSystem</i> . . . . .	35
Figura 22 – Curva da irradiância diária. . . . .	36
Figura 23 – Curva da temperatura diária. . . . .	36
Figura 24 – Curva de eficiência do inversor. . . . .	37
Figura 25 – Curva do fator de correção da potência gerada do painel. . . . .	37
Figura 26 – Diagrama de blocos simplificado do modelo do elemento <i>Storage</i> . . . . .	38
Figura 27 – Curva de carga/descarga. . . . .	40
Figura 28 – Perdas iniciais. . . . .	42
Figura 29 – Perdas iniciais e GFV. . . . .	43
Figura 30 – Nível de Carregamento do Transformador do Sistema com GFV de 1,1 MW. . . . .	44
Figura 31 – Nível de Carregamento do Transformador do Sistema com GFV de 3,6 MW. . . . .	44
Figura 32 – Perdas iniciais e com inserção de SAEB de Chumbo-Ácido. . . . .	45

Figura 33 – Nível de Carregamento do Transformador do Sistema com GFV de 1,1 MW e SAEB de Chumbo-Ácido. . . . .	46
Figura 34 – Nível de Carregamento do Transformador do Sistema com GFV de 3,6 MW e SAEB de Chumbo-Ácido. . . . .	46
Figura 35 – Perdas iniciais e com inserção de baterias de Íon-Lítio. . . . .	47
Figura 36 – Nível de Carregamento do Transformador do Sistema com GFV de 1,1 MW com SAEB de Íon-Lítio. . . . .	48
Figura 37 – Nível de Carregamento do Transformador do Sistema com GFV de 3,6 MW com SAEB de Íon-Lítio. . . . .	48
Figura 38 – Perdas - Melhores resultados. . . . .	49



## Lista de tabelas

Tabela 1 – Parâmetros dos Transformadores. . . . .	31
Tabela 2 – Parâmetros da Chave Seccionadora. . . . .	31
Tabela 3 – Parâmetros das Cargas. . . . .	32
Tabela 4 – Parâmetros dos Capacitores. . . . .	32
Tabela 5 – Parâmetros dos Reguladores de Tensão. . . . .	32
Tabela 6 – Impedâncias dos trechos do sistema. . . . .	33
Tabela 7 – Dados dos GFV. . . . .	34
Tabela 8 – Potência dos GFV simulados . . . . .	38
Tabela 9 – Conexão das Baterias no Sistema-teste. . . . .	39
Tabela 10 – Parâmetros dos SAEB de Íon-Lítio e Chumbo-ácido. . . . .	39
Tabela 11 – Cenários de análise. . . . .	41
Tabela 12 – Dados do sistema no modelo inicial. . . . .	41
Tabela 13 – Comparativo de perdas utilizando GFV. . . . .	42
Tabela 14 – Comparativo de perdas utilizando SAEB de Chumbo-ácido. . . . .	45
Tabela 15 – Comparativo de perdas utilizando SAEB de Íon-Lítio. . . . .	47

## Lista de abreviaturas e siglas

<b>ANNEL</b>	Agência Nacional de Energia Elétrica
<b>DoD</b>	<i>Depth of Discharge</i>
<b>FV</b>	Fotovoltaico/Fotovoltaica
<b>GFV</b>	Gerador Fotovoltaico
<b>PMP</b>	Ponto de Máxima Potência
<b>SAEB</b>	Sistema de Armazenamento de Energia por Baterias
<b>SDEE</b>	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
<b>SoC</b>	<i>State of Charge</i>
<b>SEP</b>	Sistema Elétrico de Potência

## Sumário

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>11</b>
1.1	Objetivos	14
1.2	Organização do texto	14
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b>	<b>15</b>
2.1	Sistemas Elétricos de Potência	15
2.2	Geração Fotovoltaica	17
2.3	Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias	22
<b>3</b>	<b>MATERIAIS E MÉTODOS</b>	<b>28</b>
3.1	<i>Software</i> OpenDSS	29
3.2	Sistema-Teste IEEE 13 barras	30
3.3	Sistema Fotovoltaico	34
3.4	Armazenador de Energia no OpenDSS	38
<b>4</b>	<b>RESULTADOS</b>	<b>41</b>
4.1	Estudo de Caso 1	41
4.2	Estudo de Caso 2	42
4.3	Estudo de Caso 3	44
4.4	Estudo de Caso 4	46
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES</b>	<b>50</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>52</b>

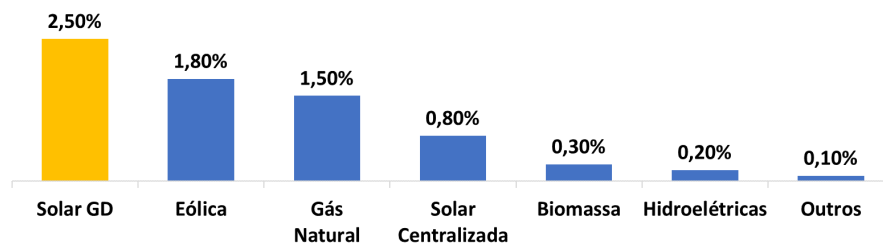
# Capítulo 1

## Introdução

A crescente demanda por energia elétrica associada aos avanços tecnológicos vêm promovendo mudanças significativas no setor elétrico brasileiro, em especial a denominada Geração Distribuída (GD), expressão usada para designar a geração de energia elétrica realizada próxima dos consumidores independente da potência, tecnologia e fonte de energia. Esse fato tem resultado em modificações da legislação brasileira, na qual se destaca a Resolução Normativa da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) nº 482/2012, que permite o consumidor brasileiro gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada. Além disso, o consumidor também pode fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade, para posterior compensação do consumo de energia verificado (ANEEL, 2012; ANEEL, 2022a).

Historicamente, a matriz elétrica brasileira é predominantemente renovável, constituída principalmente de fontes hídricas. Com o advento da GD, a participação de outras fontes renováveis vem crescendo significativamente. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), as fontes renováveis representam atualmente, 88% da oferta interna de eletricidade no Brasil. A Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) está se tornando protagonista da expansão da oferta de eletricidade no Brasil. Em 2020 a fonte solar distribuída superou a expansão de todas as fontes centralizadas. O crescimento em GW da expansão das fontes de energia é mostrado na Figura 1 (EPE, 2023).

Figura 1 – Expansão da oferta de geração de Energia Elétrica em 2020.



Fonte: (EPE, 2023)

A participação das fontes renováveis na matriz energética brasileira aumentou de 45,0% para 47,4%, em 2022. Essa elevação deve-se ao aumento da participação dos grupos de energia hidráulica e de outras renováveis. No grupo das outras renováveis,

que apresentou um aumento de 20,0%, destacam-se as fontes eólica e solar fotovoltaica (FV) como pode ser visto na Figura 2 (MME, 2023).

Figura 2 – Oferta Interna de Energia Elétrica – 2021 e 2022.

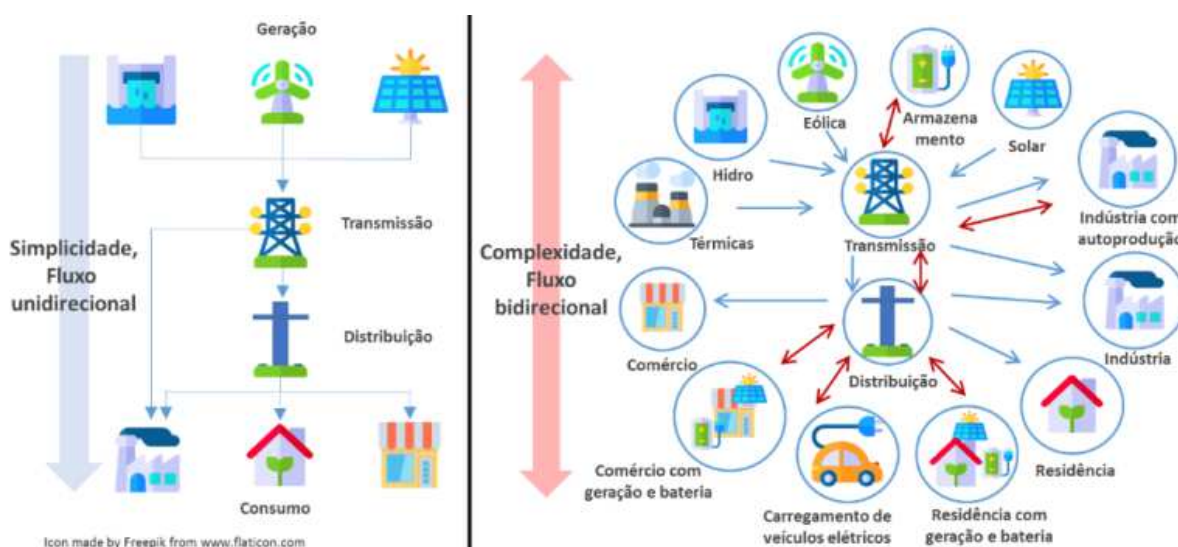
ESPECIFICAÇÃO	GWh		22/21 %	Estrutura (%)	
	2021	2022		2021	2022
HIDRÁULICA NACIONAL	362.818	427.114	17,7	53,4	61,9
BAGAÇO DE CANA	34.342	32.262	-6,1	5,1	4,7
<b>EÓLICA</b>	<b>72.286</b>	<b>81.632</b>	<b>12,9</b>	<b>10,6</b>	<b>11,8</b>
<b>SOLAR</b>	<b>16.752</b>	<b>30.126</b>	<b>79,8</b>	<b>2,5</b>	<b>4,4</b>
OUTRAS RENOVÁVEIS (a)	21.382	22.772	6,5	3,1	3,3
ÓLEO (Diesel + Combustível)	17.327	7.056	-59,3	2,6	1,0
GÁS NATURAL	86.957	42.110	-51,6	12,8	6,1
CARVÃO	17.585	7.988	-54,6	2,6	1,2
NUCLEAR	14.705	14.559	-1,0	2,2	2,1
OUTRAS NÃO RENOVÁVEIS (b)	11.955	11.554	-3,3	1,8	1,7
IMPORTAÇÃO	23.103	12.908	-44,1	3,4	1,9
<b>TOTAL (c)</b>	<b>679.212</b>	<b>690.081</b>	<b>1,6</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>
<i>Dos quais renováveis</i>	<i>530,684</i>	<i>606.813</i>	<i>14,3</i>	<i>78,1</i>	<i>87,9</i>

Fonte: (MME, 2023)

Embora o cenário atual seja promissor para continuidade da expansão dos recursos para GD, a inserção em grande escala de geradores distribuídos pode ocasionar alterações operacionais nos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE).

A arquitetura tradicional do SDEE baseia-se na premissa de fluxo de corrente unidirecional, no sentido subestação-cargas. A presença da GD altera essa premissa, tornando o fluxo bidirecional, conforme ilustrado na Figura 3.

Figura 3 – Sistema tradicional versus GD.



Fonte: (CEMIG, 2024)

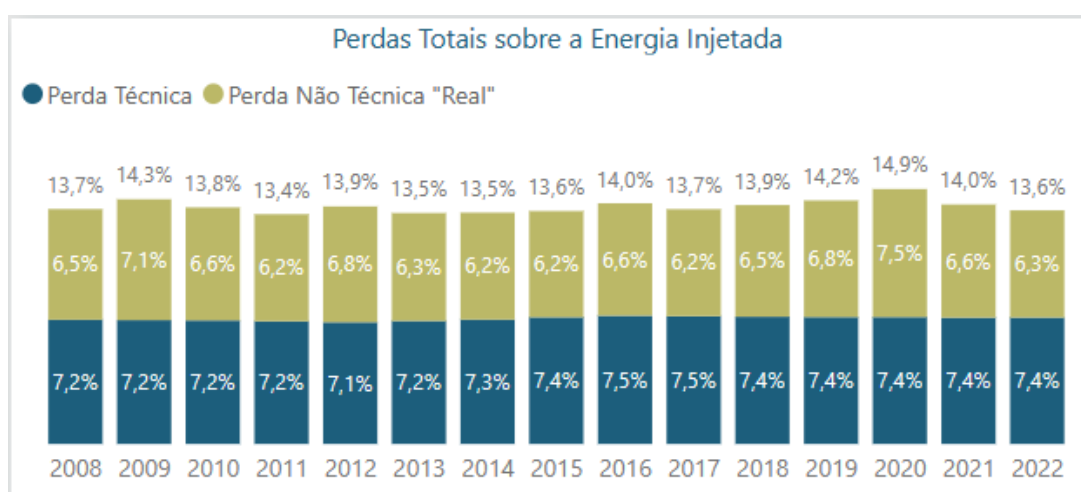
Em um cenário que há geradores distribuídos instalados junto aos consumidores, nos momentos nos quais a energia gerada supera a energia consumida, a energia excedente é injetada na rede. Em larga escala, a geração supera todo o consumo abastecido pela subestação e o excedente fluirá pela subestação, provocando um fluxo inverso de potência no sistema. Portanto, a rede elétrica poderá estar sujeita a um carregamento extra devido à GD, seja no sentido natural do fluxo de potência ou devido ao fluxo reverso que pode surgir devido ao não sincronismo da geração e da carga ou até do superdimensionamento da GD.

Dentre os vários benefícios decorrentes da presença da GD, um dos mais importantes é, sem dúvida, a redução das perdas elétricas. Contudo, um mau dimensionamento ou uma localização inadequada da GD podem provocar o efeito contrário, ou seja, aumento das perdas.

As perdas no SDEE podem ser definidas como a diferença entre a energia elétrica adquirida pelas distribuidoras e a energia faturada. Essas perdas podem ser técnicas ou não técnicas. As perdas técnicas, inevitáveis em qualquer sistema de distribuição, variam conforme as características das redes de cada área de concessão, sendo reconhecidas, nas tarifas pela ANEEL, apenas os níveis eficientes. Já as perdas não técnicas, apuradas pela diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas, têm origem principalmente nos furtos (ligação clandestina, desvio direto da rede), fraudes (adulterações no medidor ou desvios), erros de leitura, medição e faturamento (ANEEL, 2021).

As perdas totais na distribuição representaram aproximadamente 13,6%, conforme apresentado na Figura 4, do mercado consumidor em 2022. (ANEEL, 2022b).

Figura 4 – Perdas sobre a energia injetada.



Fonte: (ANEEL, 2022b)

Dentre os vários modos possíveis para tentar para minimizar as perdas, destaca-se

aqui o uso dos Sistemas de Armazenamento de Energia a Baterias (SAEB), os quais podem propiciar equilíbrio de carga e estabilização da rede (OLIVEIRA, 2023).

Dos vários modelos de bateria disponíveis, destacam-se atualmente, as baterias de íons de lítio, as quais tiveram uma redução de 89% em seu custo e a densidade energética triplicou, passando de aproximadamente 100 Wh/kg para 300 Wh/kg. Atualmente, o custo para a implementação de um BESS (do inglês, *Battery Energy Storage System*) comercial tem um alto valor e 50% desse valor se refere à aquisição dos bancos de baterias (GREENER, 2021).

Com exceção de aplicações em sistemas remotos, ainda há pouca difusão de baterias para uso junto às unidades consumidoras. Além disso, a regulação da MMGD no Brasil não favorece o uso de SAEB por não haver diretrizes específicas para o seu uso conectado à rede.

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

## 1.1 OBJETIVOS

Este Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) teve como objetivo geral realizar um estudo visando análise das perdas técnicas em um SDEE com a presença de Geradores Fotovoltaicos (GFV) e SAEB.

Como objetivos específicos, os seguintes itens podem ser elencados:

- Parametrizar o modelo de gerador distribuído fotovoltaico e de SAEB disponível no *software* OpenDSS;
- Avaliar cenários do uso de SAEB em conjunto com GFV em um SDEE;
- Avaliar as perdas técnicas do sistema de distribuição para vários cenários de carregamento da rede com GFV E SAEB.

## 1.2 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

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

- Capítulo 2 – apresentação da fundamentação teórica referente ao tema;
- Capítulo 3 – apresentação dos materiais e métodos utilizados;
- Capítulo 4 – apresentação e discussão dos resultados obtidos no trabalho;
- Capítulo 5 – apresentação das conclusões.

# Capítulo 2

## Fundamentação Teórica

Neste capítulo apresenta-se um resumo dos principais fundamentos teóricos requeridos para o desenvolvimento do TCC, em particular, os conceitos referentes aos sistemas elétricos de potência, energia solar fotovoltaica e sistemas de armazenamento de energia por baterias.

### 2.1 SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) constitui o ente responsável pelo fornecimento de energia elétrica. O SEP é formado por três sistemas: geração, transmissão e distribuição. As centrais de geração têm a responsabilidade de transformar fontes primárias de energia, como hidráulica, mecânica ou térmica, em eletricidade. Essas centrais geralmente são situadas próximas às fontes naturais de energia e frequentemente distantes dos centros de consumo (ZANETTA JUNIOR, 2006).

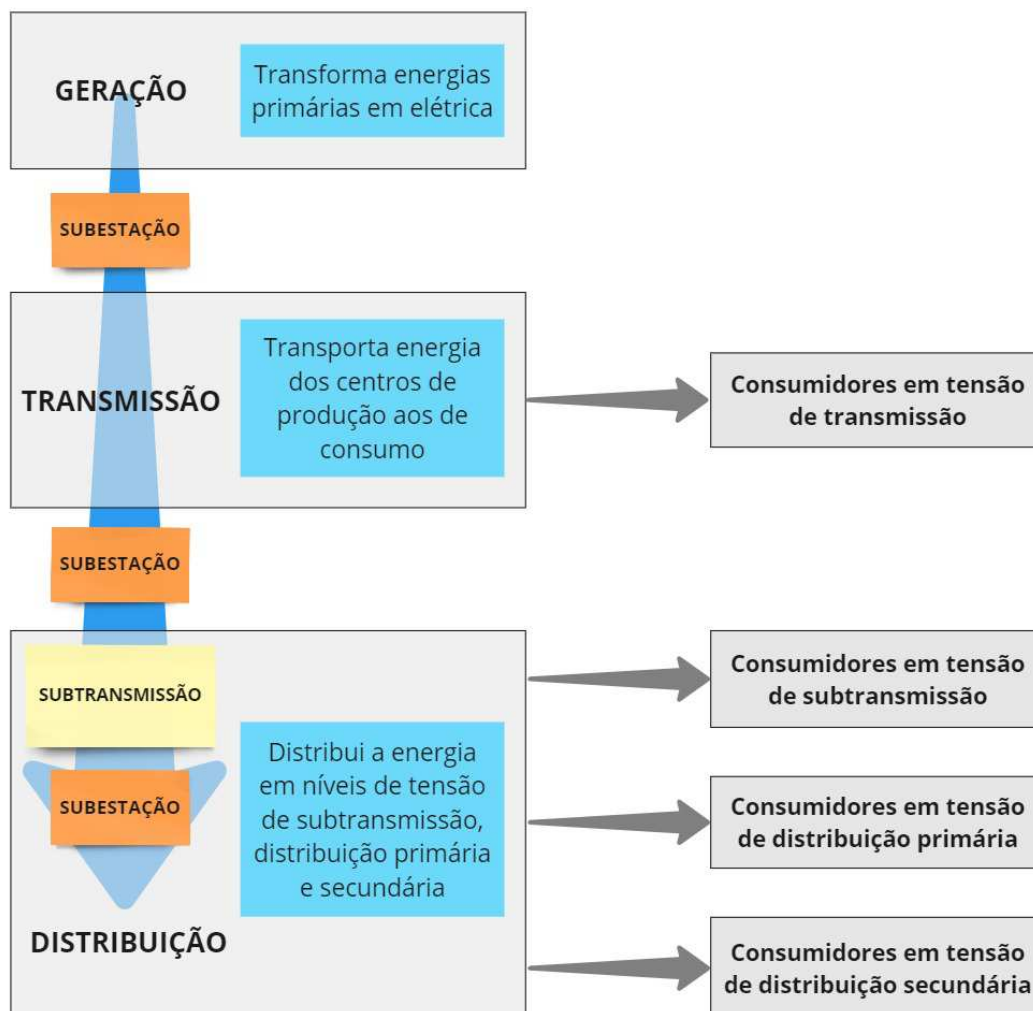
Devido às grandes distâncias entre as centrais geradoras e os locais de consumo, o SEP dispõe de linhas de transmissão de alta tensão para transportar grandes blocos de energia. O sub-sistema distribuição é responsável por distribuir a energia elétrica recebida da transmissão para os consumidores de menor porte, sendo normalmente constituídos dos seguintes subsistemas:

- Subtransmissão: é responsável por transportar energia das subestações de subtransmissão para as de distribuição, utilizando no Brasil linhas de 69 kV ou 138 kV. Os consumidores atendidos em tensão de subtransmissão são geralmente grandes instalações industriais (KAGAN et al., 2005).
- Distribuição primária: originária das subestações, é também conhecida como rede de média tensão, composta no Brasil por linhas variando entre 2,3 kV e 44 kV. Geralmente, consumidores industriais e comerciais são atendidos por esse tipo.
- Distribuição secundária: refere-se às redes de baixa tensão, que funcionam com níveis de tensão variando entre 110 V e 440 V. No contexto brasileiro, a tensão na distribuição secundária é padronizada em 220 V/127 V (nas regiões sul e sudeste) e 380 V/220 V (nas demais regiões do país).



A estrutura típica do SEP é apresentado na Figura 5.

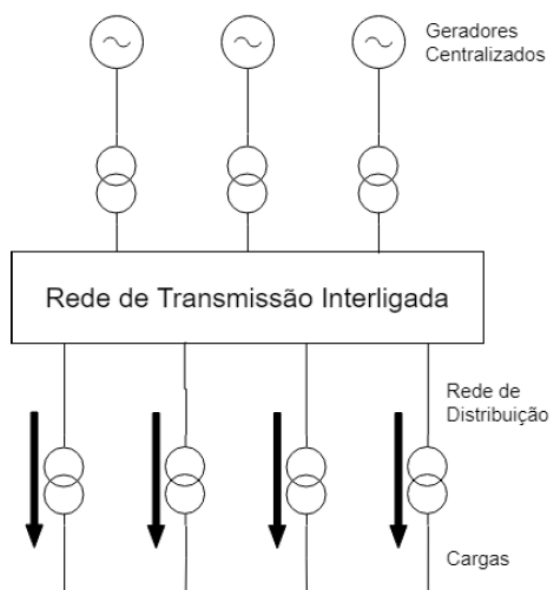
Figura 5 – Diagrama de blocos do SEP.



Fonte: (KAGAN et al., 2005)

A abordagem tradicional para fornecimento de energia aos consumidores segue a lógica de um fluxo unidirecional da geração para a distribuição, caracterizando um modelo centralizado, onde a energia é gerada em um único ponto, conforme ilustrado na Figura 6.

Figura 6 – Fluxo de energia do sistema elétrico convencional.



Fonte: (LUCENA et al., 2020)

Com a crescente adoção da GD, a arquitetura tradicional vem se modificando e nesse novo paradigma, as fontes de geração são instaladas próximas às cargas, resultando em um fornecimento de energia descentralizado e, conseqüentemente, em um fluxo de potência bidirecional (LUCENA et al., 2020).

Neste novo contexto, novos conceitos e regras vêm sendo criados. No caso do Brasil, definiu-se como microgeração os sistemas com potência máxima de 75 kW. Eles são instalados em locais com menor demanda por eletricidade, como em telhados residenciais. Esses sistemas têm capacidade suficiente para atender completamente o consumo elétrico de uma casa e pequenos comércios. Os sistemas de minigeração FV são aqueles, com potência instalada entre 75 kW e 5 MW. São comumente instalados em estabelecimentos comerciais e industriais. Devido à alta potência na saída dos inversores, é preciso usar um transformador para ajustar essa tensão para um nível adequado às cargas do local e da rede elétrica.

## 2.2 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

O termo energia solar é genérico e se refere à energia proveniente da radiação (processo de transferência de energia entre dois corpos) emitida pelo Sol em direção à Terra, a qual alimenta todos os processos térmicos, dinâmicos e químicos, sejam eles naturais ou artificialmente desenvolvidos (LUCENA et al., 2020).

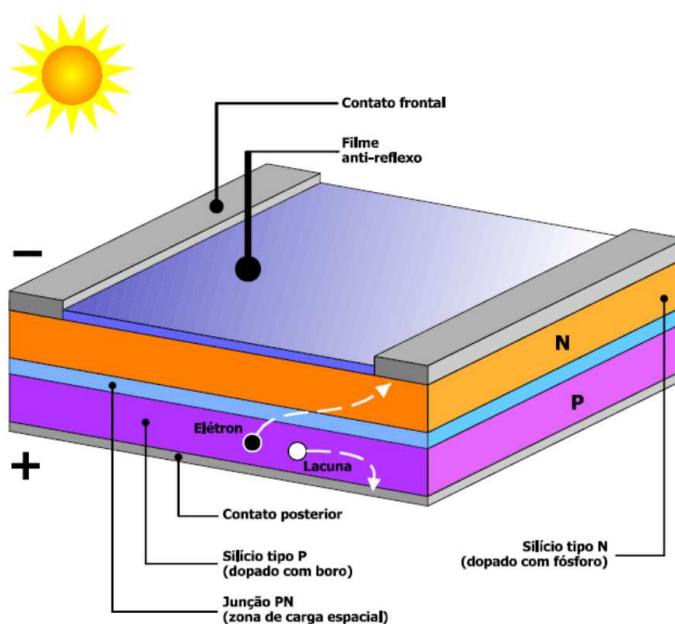
No contexto do tema energia solar, as seguintes definições são importantes, (VILLALVA; GAZOLI, 2012):

- Irradiância: É a medida de potência por metro quadrado, ou seja, uma densidade de energia solar, é expressa em  $W/m^2$ , é influenciada pelo ângulo de incidência dos raios solares. Na superfície terrestre, a irradiância da luz solar é tipicamente  $1000 W/m^2$ , nas condições de temperatura de  $25^{\circ}C$ , no solstício de verão.
- Irradiação: É a medida de energia solar que incide sobre uma determinada área de superfície plana ao longo de um período de tempo, normalmente de um dia e de unidade  $Wh/m^2/dia$ .

A irradiância solar é temporal, não-determinística. Efetivamente, a radiação solar no Brasil ocorre o amanhecer ao anoitecer, ou seja, de dez a doze horas das vinte e quatro horas do dia. Portanto, os painéis só produzem energia elétrica durante uma fração da duração de carga.

A energia solar FV é produzida ao transformar diretamente os raios solares em eletricidade por meio das células FV. Esse processo se fundamenta no efeito FV, descoberto pelo físico francês Edmond Becquerel em 1893, o qual pode ser resumido conforme a seguir. As partículas de luz que chegam à Terra são chamadas de fótons. Quando eles atingem a placa FV ocorre o efeito FV. Para produzir energia elétrica é necessário criar um campo elétrico através da dopagem do silício. Essa dopagem consiste num processo de adição de impurezas no semiconductor, a fim de transformá-lo num elemento mais condutor. Na Figura 7 é apresentada uma célula FV, com as indicações de suas principais características.

Figura 7 – Recorte de uma célula FV padrão.



Fonte: (WEHR, 2008)

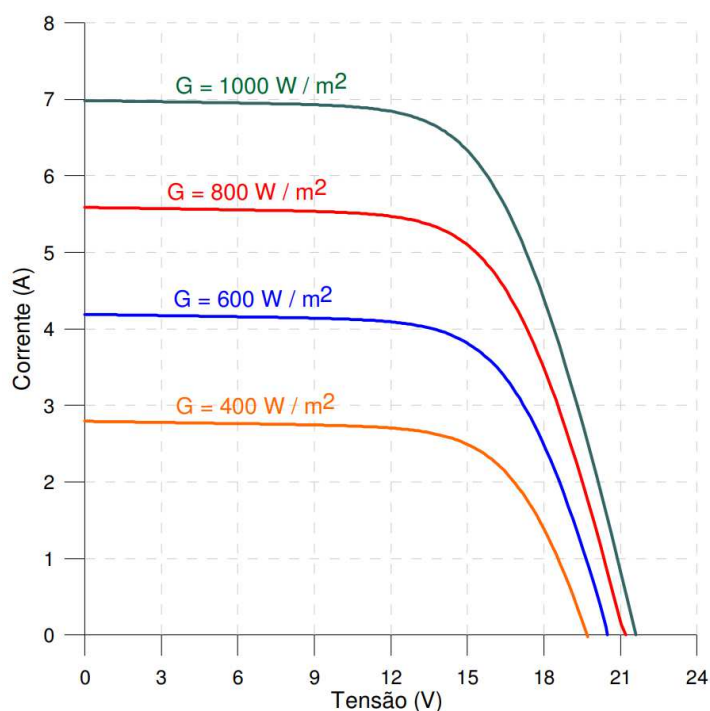
O progresso dessa tecnologia tem sido impulsionado principalmente pela utilização do silício, um semicondutor ideal para as células FV. O silício é empregado em diversas formas, como policristalino, monocristalino, amorfo, filme-fino, orgânicas e poliméricas (CAMPOS, 2018).

As células solares se agrupam para criar os módulos solares, que, por sua vez, compõem os painéis FV. Esses painéis são conectados em arranjos série-paralelo para definir os valores de tensão e corrente adequados ao projeto. Acoplados com inversores de frequência, os quais são responsáveis pela conversão de corrente contínua gerada pelo arranjos dos painéis e transformar em alternada com frequência industrial (60 ou 50 Hz).

A potência dos inversores depende diretamente da saída dos módulos FV, que varia de acordo com o clima local, a orientação da superfície e pela inclinação dos módulos. O inversor deve ser capaz de melhorar continuamente sua capacidade de conversão sob as adversas condições ambientais, incluindo baixa irradiância. Os inversores de alto rendimento são capazes de se autoajustar para atingir um alto rendimento na conversão.

O desempenho do painel FV é frequentemente analisado usando a curva V-I, que mostra a relação entre a corrente de saída e a tensão. Esta curva revela a natureza não linear do painel e suas características resistivas, além de mostrar que a potência gerada depende da carga. A curva V-I é apresentada na Figura 8.

Figura 8 – Curvas características V-I de um módulo FV sob diferentes irradiâncias com temperatura constante.

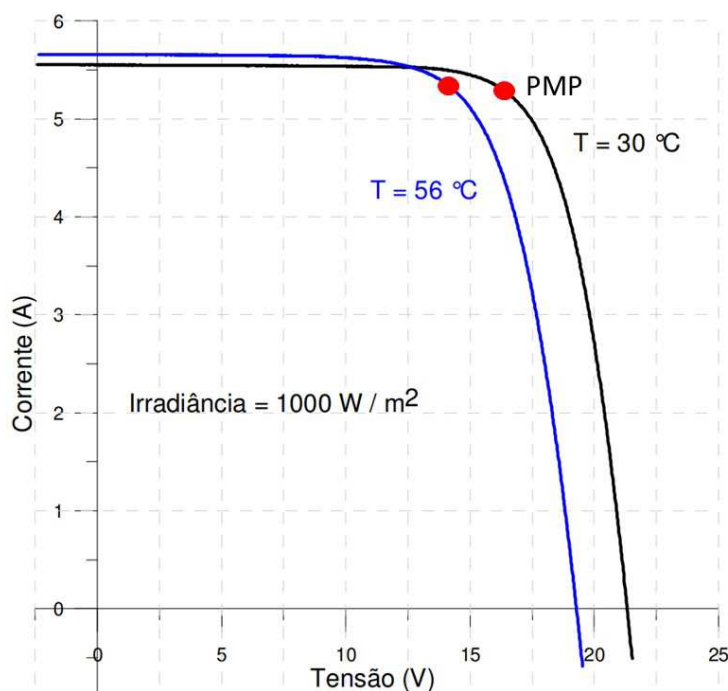


Fonte: (GASPARIN, 2009)

Ao analisar a curva sob a influência da radiação solar incidente, observa-se que o  $P_{PM}$  varia de acordo com a intensidade da radiação. Isso indica que a radiação solar exerce uma significativa influência sobre a corrente gerada. Assim, maior radiação resulta em maior corrente, já que a corrente é diretamente proporcional aos fótons incidentes. Em relação à tensão, as mudanças causadas pela variação da radiação são insignificantes (PINHO; GALDINO, 2014).

Quanto à variação do  $P_{PM}$  em relação à temperatura, nota-se que a radiação afeta diretamente a tensão de saída. Portanto, quanto mais alta a temperatura, menor será a tensão de saída, devido à redução dos portadores de carga com o aumento da temperatura. No entanto, essa alteração térmica não causa mudanças significativas na corrente gerada, conforme mostrado na Figura 9.

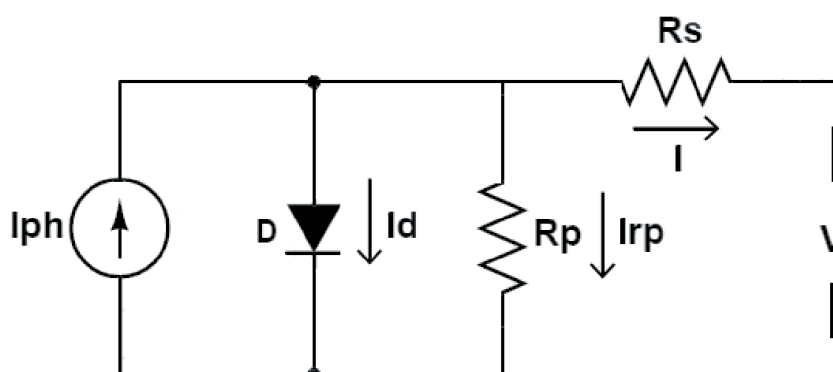
Figura 9 – Curvas características V-I de um módulo FV sob diferentes irradiâncias com temperatura constante.



Fonte: Adaptado de (GASPARIN, 2009)

Os estudos relacionados com a energia FV requerem usualmente, a construção de um modelo da célula FV, normalmente, na forma de circuitos elétricos equivalentes. Dentre os diversos modelos disponíveis na literatura especializada, um dos mais usados é o modelo apresentado na Figura 10.

Figura 10 – Circuito equivalente de uma célula FV típica.



Fonte: (MELO et al., 2018)

O modelo da Figura 10 é constituído de (LUCENA et al., 2020):

- Uma fonte de corrente, que representa a corrente na célula FV quando a radiação solar incide sobre a mesma;

- Um diodo, que representa o material semicondutor do qual é feito a célula FV;
- Uma resistência em série, que representa as perdas por efeito Joule;
- Uma resistência em paralelo, que representa as perdas por correntes parasitas que circulam no módulo.

A corrente de saída,  $I$ , é expressa por:

$$I = I_{ph} - I_0 \left\{ e^{\frac{q(V+IR_S)}{N_S A k T}} - 1 \right\} - \frac{V + IR_S}{R_P}, \quad (1)$$

sendo:  $I_{ph}$  a corrente foto gerada;  $I_D$  a corrente pelo diodo;  $I_0$  a corrente de fuga do diodo;  $R_P$  a resistência em paralelo com o diodo,  $R_S$  a resistência em série;  $V$  a tensão de saída;  $N_S$  o número de células em série que constituem o módulo FV;  $A$  o fator de idealidade do diodo;  $T$  a temperatura do módulo;  $k$  a constante de Boltzmann.

Para cada patamar de irradiação solar, há um  $P_{MP}$ , de forma que, quanto maior a irradiação solar, maior será a potência do ponto de operação para corrente e tensões nominais, e tem q potência dada por:

$$P_{MP} = I_{MP} \cdot V_{MP}. \quad (2)$$

Estes valores de tensão e corrente no  $P_{mp}$  tem seus limites delimitados pelos intervalos:

$$0 \leq V_{mp} \leq V_{OC} \quad (3)$$

e

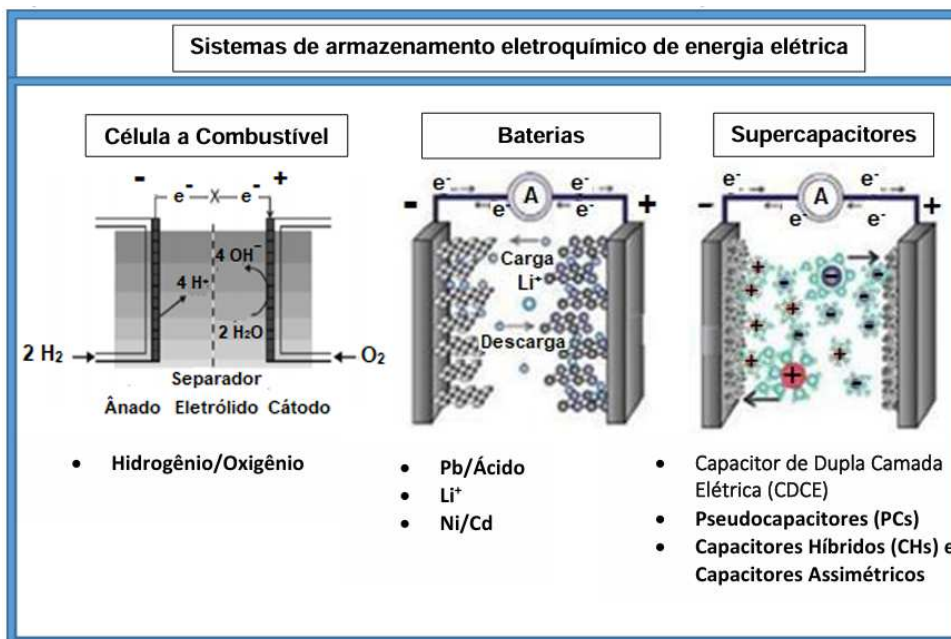
$$0 \leq I_{mp} \leq I_{SC}, \quad (4)$$

onde,  $I_{SC}$  é a corrente de curto circuito ( $V = 0$ ) e  $V_{OC}$  é a tensão em circuito aberto ( $I = 0$ ).

### 2.3 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA POR BATERIAS

Atualmente são disponíveis vários modos de armazenamento de energia elétrica, todos baseados em acumular energia em um meio não elétrico, seja ele químico ou hidráulico, para sua posterior conversão em energia elétrica. Os sistemas que se valem do armazenamento químico utilizam por exemplo, capacitores, baterias e células de combustível (SANTOS, 2018). Na Figura 11 são apresentadas algumas modalidades de sistemas de armazenamento de energia.

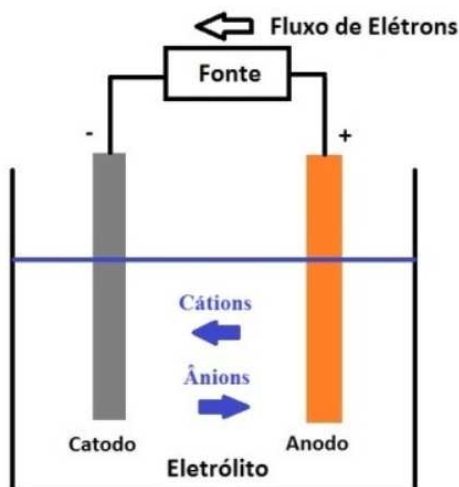
Figura 11 – Classificação dos sistemas de armazenamento de energia.



Fonte: (CUNHA, 2020)

Baterias são dispositivos que armazenam e liberam energia elétrica através de reações químicas de oxirredução entre seus eletrodos. Seu funcionamento requer um ânodo, um cátodo e uma solução eletrolítica que conduza a corrente elétrica. No ânodo, ocorre a oxidação, com perda de elétrons, enquanto no cátodo há a redução, recebendo esses elétrons. Um esquema ilustrando o processo eletroquímico durante a carga de uma bateria é apresentado na Figura 12.

Figura 12 – Esquema Eletroquímico durante a carga.



Fonte: (RONTEK, 2024)

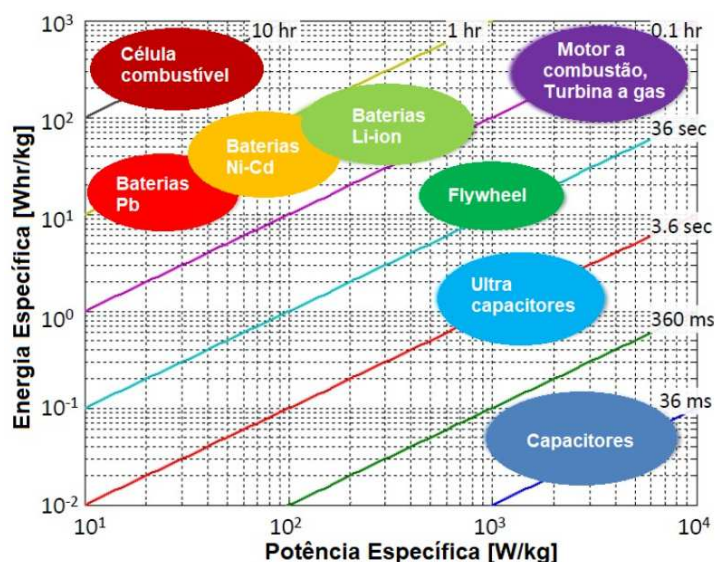
Devido às diversas combinações de elementos e reações químicas envolvidas,



existem vários tipos de baterias (OCTAVIANO, 2021). O tipo de material dos seus eletrodos em conjunto com o eletrólito escolhido definem as características da bateria como corrente de operação, capacidade de armazenamento, tensão nominal da célula e até temperatura de operação.

As condições ambientais de operação da bateria determinam sua vida útil. A vida operacional é medida em ciclos que representa a quantidade de carga e descarga que podem ser realizadas sem afetar a capacidade. Uma forma prática de avaliar o desempenho dos dispositivos de armazenamento de energia é através do gráfico de Ragone, que relaciona a densidade de potência com a densidade de energia. O gráfico de Ragone, apresentado na Figura 13, delimita as faixas de densidade de potência e energia para capacitores eletrostáticos, supercapacitores, baterias e células a combustível.

Figura 13 – Gráfico de Ragone para algumas tecnologias de armazenamento de energia.



Fonte: (COUTINHO et al., 2020)

As células a combustível apresentam alta densidade energética, enquanto os capacitores eletrostáticos são conhecidos por sua alta densidade de potência. As baterias e os capacitores eletroquímicos ocupam uma posição intermediária em termos de densidade energética e de potência (CUNHA, 2020).

O desempenho dos dispositivos de armazenamento de energia elétrica é avaliado via dois parâmetros: densidade de energia e densidade de potência. A densidade de energia (Wh/kg) representa a quantidade de energia armazenada por unidade de massa, enquanto a densidade de potência (W/kg) indica a taxa de carga e descarga do sistema.

As baterias podem ser classificadas como primárias e secundárias, sendo as primeiras não recarregáveis e as segundas recarregáveis. As baterias secundárias são

empregadas em várias aplicações e são ideais para situações que requerem respostas rápidas. Suas principais características incluem alta energia específica, alta densidade de potência, baixa resistência, efeito de memória insignificante e uma ampla faixa de eficiência e temperatura de operação (CAMPOS et al., 2022). Os sistemas de armazenamento de energia secundárias empregam uma variedade de tecnologias, como chumbo-ácido, níquel-cádmio, níquel-hidreto metálico, íon-lítio e sistemas de fluxo redox.

Apesar dos custos ainda serem elevados para as tecnologias eletroquímicas, dispositivos como baterias, células a combustível e baterias de fluxo mostram-se promissores devido à sua adaptabilidade e aplicação em diversos projetos (SANTOS, 2018). Neste trabalho foram utilizados os modelos de baterias apresentados a seguir (COUTINHO et al., 2020):

- a) **Baterias de chumbo ácido:** esse tipo de bateria é amplamente empregado devido ao seu baixo custo, capacidade de reciclagem do material e familiaridade com a tecnologia de operação. Apesar de apresentar uma baixa taxa de auto-descarga, alta confiabilidade e eficiência, suas limitações incluem um desempenho reduzido em temperaturas baixas, uma redução na vida útil em temperaturas elevadas e a incapacidade de serem completamente descarregadas. Durante o processo de carga, essas baterias podem alcançar uma corrente de pico até 10 vezes maior que sua corrente nominal, o que indica uma boa potência específica;
- A bateria Chumbo-Ácido consiste em 6 de elementos interligados eletricamente em série. A constituição básica dos elementos são os eletrodos positivos e negativos imersos em uma solução aquosa de ácido sulfúrico que chamamos de eletrólito. Os eletrodos são estruturas de chumbo com a finalidade de fornecer resistência mecânica e condutividade à corrente elétrica. Os eletrodos contêm os materiais ativos, que são os responsáveis pelo armazenamento da energia química nas placas que irá se transformar em energia elétrica para os consumidores (MOURA, 2021).
- b) **Bateria de Íon-Lítio:** o lítio é um dos elementos mais eletropositivos e leves da tabela periódica, o que o torna um material de baixa densidade, resultando em baterias mais leves. Dentro da bateria, os íons de lítio são transportados através de eletrólitos, compostos por sais de lítio em solventes orgânicos, devido à sua reatividade reduzida com a água. Estas baterias possuem uma eficiência de recarga elevada, juntamente com alta densidade de energia e potência, além de apresentarem baixas taxas de auto-descarga, um elevado número de ciclos de carga e descarga, e não sofrem do efeito de memória.
- O fosfato de lítio-ferro como material catódico possui um ciclo de vida longo e sua segurança é de extrema competência.
  - A variação de temperatura de funcionamento é: 0 ~45 °C.

- Possui forte capacidade de descarga de carga, com uma taxa de carga e descarga podendo suportar até 1.0C. (Recomendado para ter longa vida útil é 0,2C, 20% da corrente de descarga nominal)
- É capaz de suportar diversas baterias para expansão (paralelismo).
- Durante o armazenamento e transporte, é capaz de entrar no modo de hibernação, a fim de reduzir a perda de capacidade.

Em função das vantagens supracitadas, as baterias de Íon-lítio são as mais promissoras em termos de mobilidade e praticamente domina os eletrônicos portáteis. A temperatura afeta significativamente o funcionamento da bateria, sendo importante um rigoroso controle durante o processo de carga.

Os desafios principais da tecnologia de armazenamento químico envolvem o ciclo de vida útil, a perda de carga, a confiabilidade, a eficiência e a viabilidade econômica. Para serem usadas em conjunto com fontes de energia renovável, as baterias de chumbo-ácido são uma opção mais econômica (RAHMAN *et al.*, 2012).

O diagrama elétrico de um sistema de armazenamento pode ser representado pelo circuito equivalente mostrado na Figura 14. Antes de ser conectada à rede elétrica, o SAEB é ligado a um inversor. Na Figura 15, são apresentadas as condições de operação do sistema de armazenamento, as quais dependem das tensões de referência  $V_{BB_{ch}}$  e  $V_{BB_{dis}}$ , que representam, respectivamente, a tensão de carga e a tensão de descarga de referência. Quando a tensão nos terminais do sistema de armazenamento é igual ou superior a  $V_{BB_{ch}}$ , o sistema está em condição de carga. Nos casos em que o sistema fornece energia à rede, a tensão nos terminais do SAEB é igual ou inferior a  $V_{BB_{dis}}$ , indicando assim a condição de descarga em regime.

Figura 14 – Circuito Equivalente.

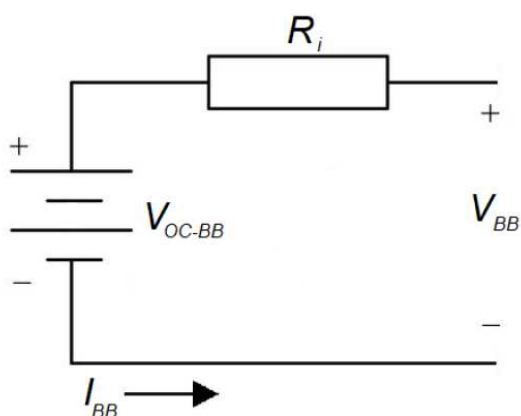
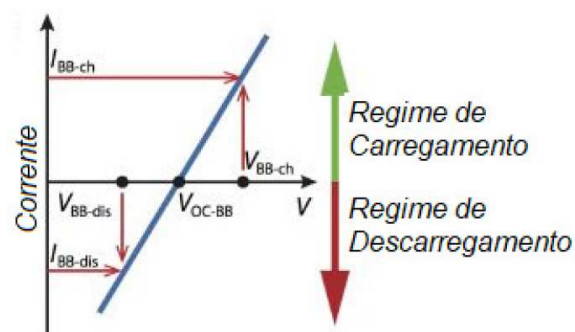


Figura 15 – Curva Característica de carga e descarga.



Fonte: (SANTOS, 2018)

Apresenta-se a seguir os principais parâmetros operacionais dos sistemas de

armazenamento:

- **Capacidade:** quantidade nominal de energia que pode ser armazenada ou fornecida na tensão nominal, medida em Ah. A relação quantidade de energia armazenada é dado pela Equação 5.

$$E_{BB,nom} = C_{BB,nom} \cdot V_{BB,nom}, \quad (5)$$

sendo,  $E_{BB,nom}$  é a energia nominal (Wh),  $C_{BB,nom}$  é a capacidade (Ah) e  $V_{BB,nom}$  é a tensão nominal (V);

- **Eficiência:** relação entre os valores nominais de entrada e saída utilizados no sistema, dada pela Equação 6.

$$\eta = \frac{E_{BB,saída}}{E_{BB,entrada}}, \quad (6)$$

sendo,  $\eta$  é a eficiência dos sistema,  $E_{BB,saída}$  é a energia de saída (Wh) e  $E_{BB,entrada}$  é a energia de entrada (Wh)

- **Estado de carga:** (do inglês, *state of charge* (SoC)) quantidade de carga disponível no momento. É a informação percentual da capacidade momentânea de energia disponível, dada pela Equação 7. Esta parâmetro é utilizado durante o carregamento ou descarga.

$$SoC = \frac{E_{BB}}{E_{BB} \cdot C_{BB,nom}}, \quad (7)$$

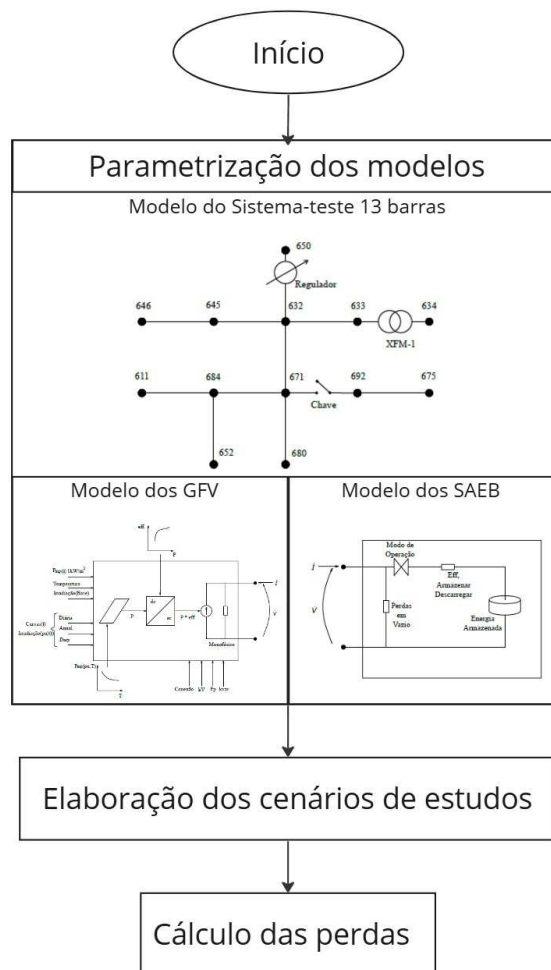
sendo, SoC é o estado de carga do sistema,  $E_{BB}$  é a energia armazenada atualmente.

# Capítulo 3

## Materiais e Métodos

Para realizar os objetivos propostos neste TCC, elaborou-se a metodologia apresentada na Figura 16 e descrita a seguir. Todo o estudo foi realizado no *software* OpenDSS, o que incluiu as etapas de modelagem/parametrização do sistema-teste, dos GFV e do SAEB.

Figura 16 – Representação da metodologia proposta.



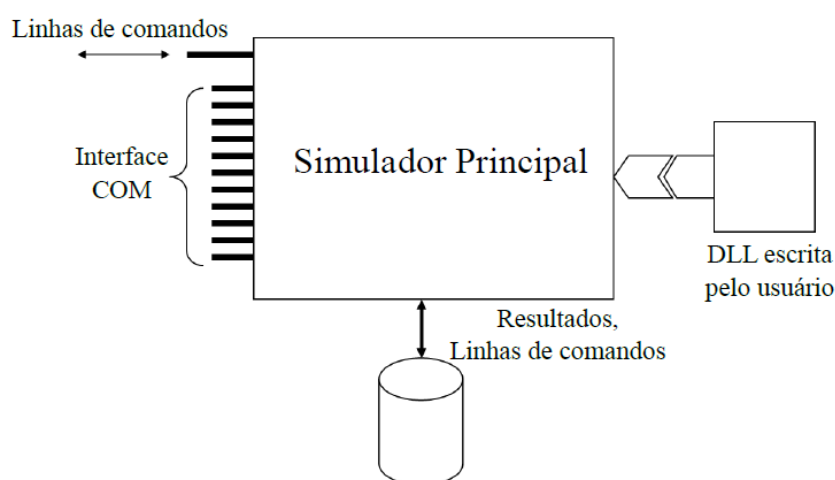
Fonte: Autoria Própria

### 3.1 SOFTWARE OPENDSS

O OpenDSS, *software* de domínio do *Electric Power Research Institute* (EPRI), é um simulador de sistema de distribuição de energia elétrica projetado para suportar a integração de Recursos Energéticos Distribuídos. O OpenDSS opera no domínio da frequência, ou seja, as tensões e correntes elétricas estão no Regime Permanente Senoidal (RPS) e, portanto podem ser representadas por fasores (SUNDERMAN et al., 2014).

A estrutura do OpenDSS é ilustrada na Figura 17.

Figura 17 – Estrutura do *software* OpenDSS.



Fonte: (FREITAS, 2015)

O programa é baseado em linhas de comandos que podem ser provenientes do usuário, de um arquivo de texto ou de programa externos, ou seja, os elementos podem ser definidos utilizando as linhas de comandos do próprio *software* ou importando de um arquivo de texto. A estrutura do OpenDSS que define os dados, os elementos dos circuitos e a *interface* foram desenvolvidos na linguagem orientada à objetos Pascal e as funções para soluções e cálculos foram escritas nas linguagens C e C++ (CARNEIRO, 2019).

O *software* possui componentes especiais para a criação de modelos de SDEE, são eles: Elementos de Conversão de Energia (ECE) e Elementos de Transporte de Energia (ETE), os quais são conectados ao longo do código, a partir barras, inseridas por linhas de comando, linguagem de programação característica. Cada linha de código inicia por verbo de comando (*New, Set, Edit, Redirect*), seguidos por parâmetros (SILVA et al., 2021). O algoritmo de fluxo de potência, resolve equações algébricas que se baseiam na matriz admitância nodal da rede e nos fasores tanto de tensão nodais como de correntes nodais (FREITAS, 2015).

As principais características do OpenDSS são elencadas a seguir:

- Possui licença de código livre e aberto, a fim de contribuir para o desenvolvimento de *Smart Grids*, o que qualquer usuário tenha acesso ao código fonte;
- Realizar simulações *Quasi-Static Time-Series* (QSTS), capturando parâmetros que variam no tempo, com TAP de transformadores;
- Possibilidade de ser controlado por programas externos, como *Python*, *MATLAB*® e *VBA*, automatizando as simulações desejadas com algoritmos;
- Capacidade de modelar linhas de  $n$  fases e transformadores de  $p$  fases e  $q$  enrolamentos, ou seja tem convergência para qualquer configuração de transformadores;
- Capacidade de simular qualquer modelo de carga, por utilizar fontes de correntes de compensação para representar as não linearidades dos modelos;
- Modela equipamentos de controle de forma diferente dos elementos de circuito, no entanto, os elementos de controle são sempre associados aos seus elementos elétricos que são controlados;

Algumas limitações do *software* são enumeradas na literatura, das quais destacam-se:

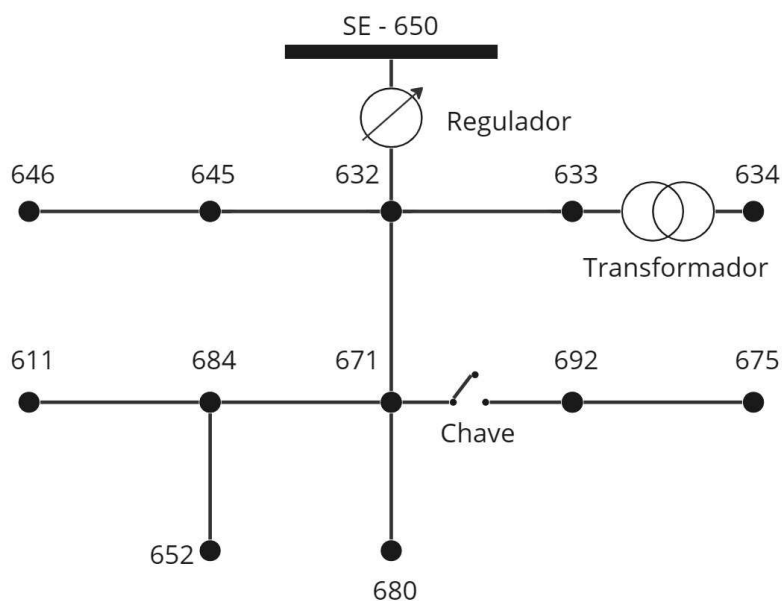
- Não realiza estudos de análise de transitórios eletromagnéticos, por operar com grandezas fasoriais;
- A *interface* gráfica não é tão intuitiva para programação;
- Requer um conhecimento prévio sobre o SEP, como também da forma de programar, e não apenas ligar pontos ou clicar em botões.

A problemática da intermitência dos GFV torna inviável a previsão utilizando apenas o pico de demanda, ou seja, ajustando o fluxo de energia para o momento de maior necessidade. Portanto, é essencial conduzir análises de conexão e seus efeitos na rede considerando um período mais abrangente. Para realizar estudos contendo GFV, o OpenDSS oferece modelos que podem ser integrados à rede de distribuição. O modelo utilizado pelo *software* para o armazenador de energia é um dispositivo de conversão de energia com o principal propósito de ser usado em simulações diárias ou anuais. Em simulações diárias e anuais, com intervalos de minutos a horas, busca-se entender como a bateria se comporta ao armazenar e liberar energia (FREITAS, 2015). A descrição do modelo encontra-se detalhada na seção 3.4

### 3.2 SISTEMA-TESTE IEEE 13 BARRAS

Inicialmente, foi necessário escolher o sistema-teste, o qual está ilustrado na Figura 18.

Figura 18 – Diagrama Unifilar da rede Teste IEEE 13 barras.



Fonte: Autoria Própria

O sistema para avaliação escolhido foi o IEEE 13 barras, que inclui: segmentos com diferentes tensões de 115, 4,16 e 0,48 kV; linhas aéreas e subterrâneas desequilibradas; conexões monofásicas, bifásicas e trifásicas; dois transformadores trifásicos de distribuição; cargas modeladas de três maneiras diferentes e uma carga distribuída; além de dois bancos de capacitores conectados em paralelo e um regulador de tensão. Esse sistema foi modelado com base nas propostas de KERSTING (1991 e 2000). Informações sobre o sistema são apresentados nas Tabelas 1 a 6.

Tabela 1 – Parâmetros dos Transformadores.

Barra 1	Barra 2	Tensão primária (kV)	Tensão Secundária (kV)	Potência (kVA)	Impedância XHL (%)
SE	650	115	4,16	5000	0,08
633	634	4,16	0,38	500	0,02

Fonte: (KERSTING, 2000)(Adaptado pelo autor)

Tabela 2 – Parâmetros da Chave Seccionadora.

Barra 1	Barra 2	Situação
671	692	Fechada

Fonte: (KERSTING, 2000)(Adaptado pelo autor)



Tabela 3 – Parâmetros das Cargas.

<b>Barras</b>	<b>Fases</b>	<b>(kW)</b>	<b>(kvar)</b>	<b>Modelo</b>
634	A	160	110	PQ
634	B	120	90	PQ
634	C	120	90	PQ
645	B	170	125	PQ
646	B	230	132	Z
652	A	128	86	Z
675	A	485	190	PQ
675	B	68	60	PQ
675	C	290	212	PQ
671	ABC	1155	660	PQ
611	C	170	80	I
632-671	A	17	10	PQ
632-671	B	66	38	PQ
632-671	C	117	68	PQ
692	C	170	151	I

Fonte: (KERSTING, 2000)(Adaptado pelo autor)

Tabela 4 – Parâmetros dos Capacitores.

<b>Barra</b>	<b>Fases</b>	<b>Potência (kvar)</b>	<b>Tensão (kV)</b>
675	ABC	600	4,16
611	C	100	2,4

Fonte: (KERSTING, 2000)(Adaptado pelo autor)

Tabela 5 – Parâmetros dos Reguladores de Tensão.

<b>Barra</b>	<b>Fases</b>	<b>Largura de Banda (V) (band)</b>	<b>Fator de Multiplicativo (Vreg)</b>	<b>Relação do TP (ptratio)</b>
650	ABC	2	122	20

Fonte: (KERSTING, 2000)(Adaptado pelo autor)

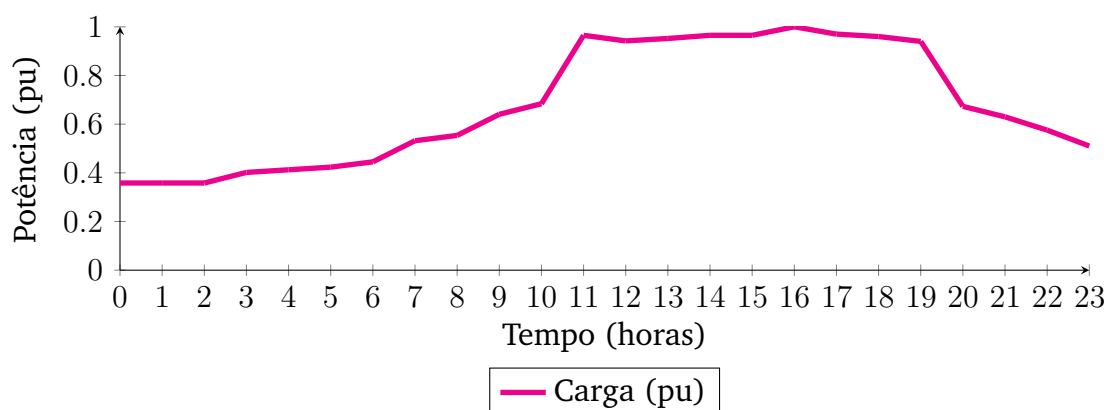
Tabela 6 – Impedâncias dos trechos do sistema.

Trecho	R( $\Omega$ )	X( $\Omega$ )
650-632	0,070455	0,159510
632-671	0,070455	0,159510
671-680	0,035227	0,079755
632-633	0,056061	0,055019
633-634	0,000010	0,000010
632-645	0,106061	0,02121
645-646	0,063636	0,037273
671-692	0,000010	0,000010
692-675	0,38826	0,046750
671-684	0,063636	0,037273
684-611	0,063636	0,037273
684-652	0,169697	0,099394

Fonte: (KERSTING, 2000) (Adaptado pelo autor)

A modelagem do sistema-teste realizada neste TCC baseou-se nos trabalhos de KERSTING (2000) e SILVA et al. (2021). Adotou-se a curva de carga apresentada na Figura 19.

Figura 19 – Curva de carga diária média.



Fonte: (SILVA et al., 2021)

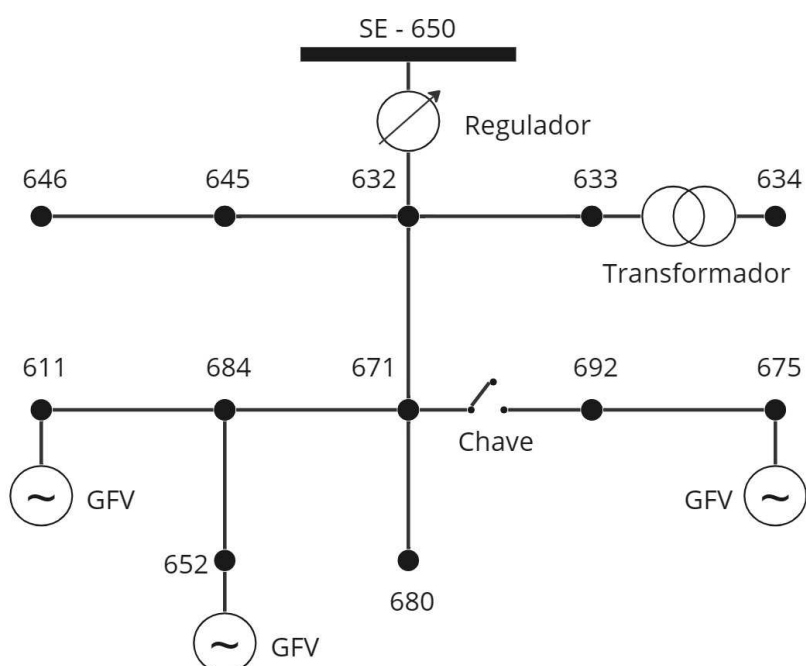
O estudo realizado considerou a presença de três GFV no sistema-teste, os quais foram instalados nas barras terminais dos trechos de maior impedância e com cargas de maior potência. A potência dos GFV foi determinada de modo a suprir a maior demanda do sistema no horário de pico da geração, conforme mostrado na Tabela 7. Ao final, a arquitetura do sistema estudado é apresentada na Figura 20.

Tabela 7 – Dados dos GFV.

Barras	Fases	Potência
611	C	1,2 MW
652	A	1,2 MW
675	ABC	1,2 MW

Fonte: Autoria Própria

Figura 20 – Diagrama Unifilar da rede com a localização do GFV.

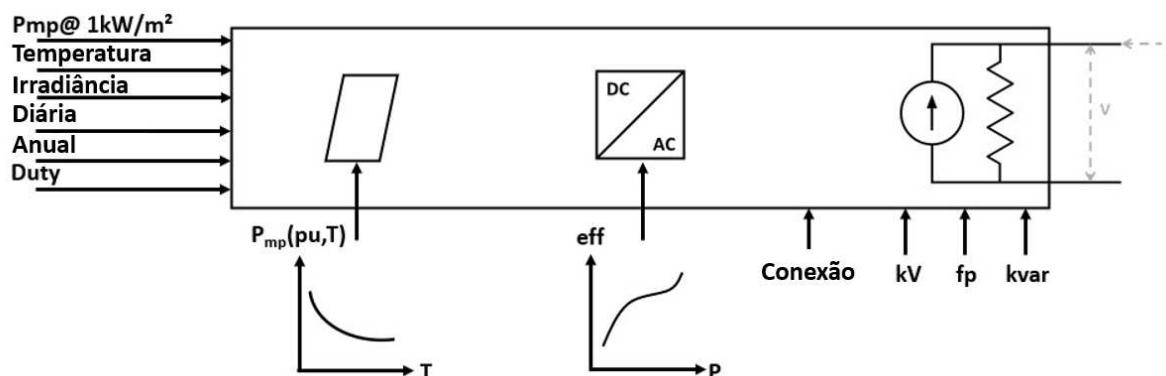


Fonte: Autoria Própria

### 3.3 SISTEMA FOTOVOLTAICO

O sistema FV é um elemento de conversão de energia. O modelo disponível no OpenDSS e apresentado na Figura 21 apresenta uma potência ativa injetada no ponto de interconexão, que é função da irradiação, temperatura, eficiência do conversor, tensão da rede e da potência nominal do painel no ponto de máxima potência, a qual é definida a uma temperatura selecionada, normalmente igual a 25°C, e uma irradiação de 1. O arranjo dos GFV é constituído por dois elementos principais: os módulos FV e o inversor.

Figura 21 – Diagrama de blocos simplificado do modelo do elemento PVSystem.



Fonte: (FREITAS, 2015)(Adaptado pelo autor)

O valor da potencia na saída do painel em um dado instante é calculada pela Equação 8:

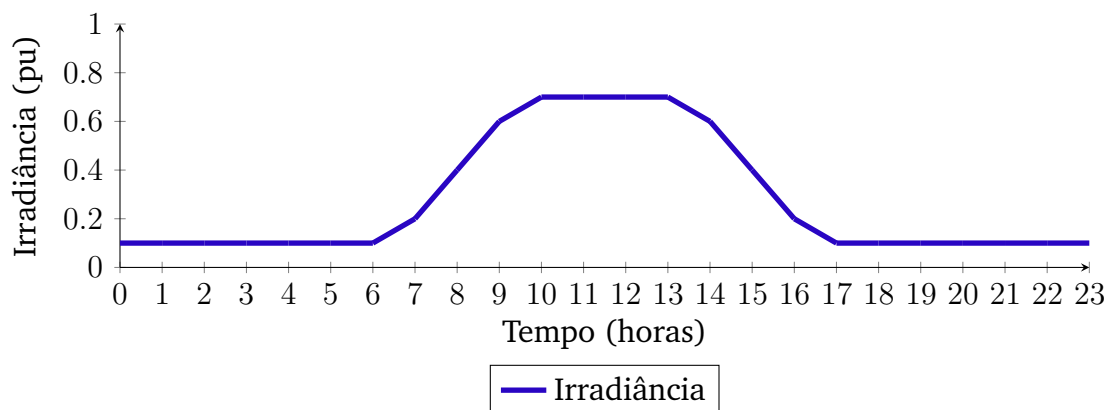
$$P_{FV}(t) = P_{mpp} \cdot G_{FV}(t) \cdot F_{temp} \cdot E_f \quad (8)$$

Sendo:

- $P_{mpp}$  é a potência nominal do painel no ponto de máxima potência, a uma temperatura de 25 °C, quando submetido a irradiação solar de 1  $kW/m^2(kW)$ ;
- $G_{FV}$  é a irradiação solar ( $kW/m^2$ );
- $F_{temp}$  é o fator de temperatura do painel FV, ele associa a temperatura na superfície do painel com a saída de potência do mesmo, de forma que, quanto maior a temperatura, menor a injeção de potência na rede;
- $E_f$  é a eficiência do inversor FV (%);

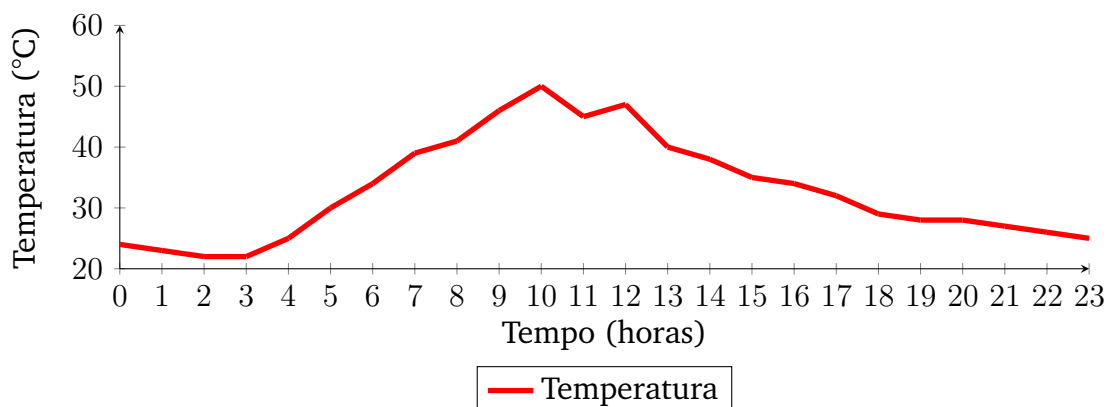
As condições de irradiação solar e temperatura representam as principais fontes de incerteza na geração de energia, uma vez que fatores como movimentos das nuvens, variações climáticas sazonais, ventos e outros fenômenos naturais podem ocasionar significativas flutuações na curva de geração ao longo do dia. As curvas de irradiação e temperatura utilizadas estão apresentadas nas Figuras 22 e 23.

Figura 22 – Curva da irradiância diária.



Fonte: (SILVA et al., 2021)

Figura 23 – Curva da temperatura diária.



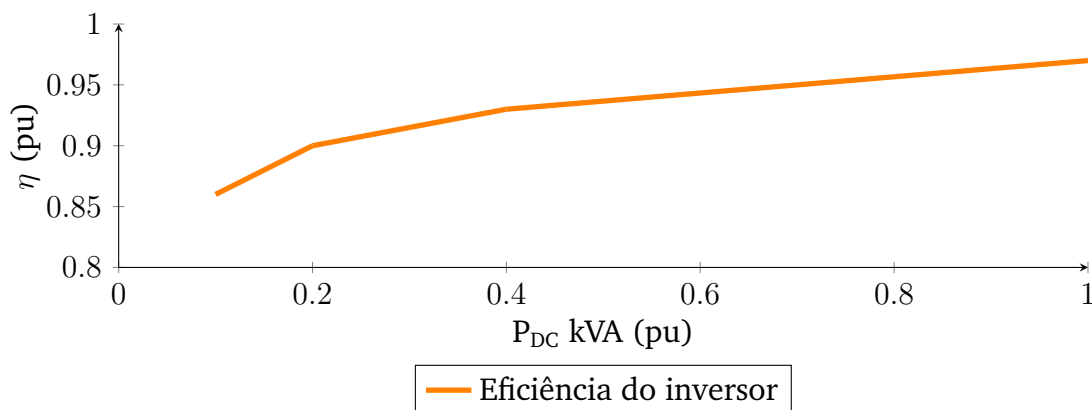
Fonte: (SILVA et al., 2021)

O modelo utilizado pelo OpenDSS combina o GFV e o inversor para realizar simulações com intervalo de tempo maior ou igual a 1 segundo. Com isso, pode-se assumir que o inversor é capaz de encontrar o ponto de máxima potência (MP) do painel rapidamente, simplificando a modelagem dos componentes individuais, painel FV e inversor.

O inversor é concebido para operar continuamente no ponto de máxima potência disponível do sistema. Sua operação é definida por uma curva de eficiência característica que determina a potência de saída em relação à potência gerada pelos módulos FV.

Na Figura 24 é apresentada a curva de eficiência do inversor utilizado.

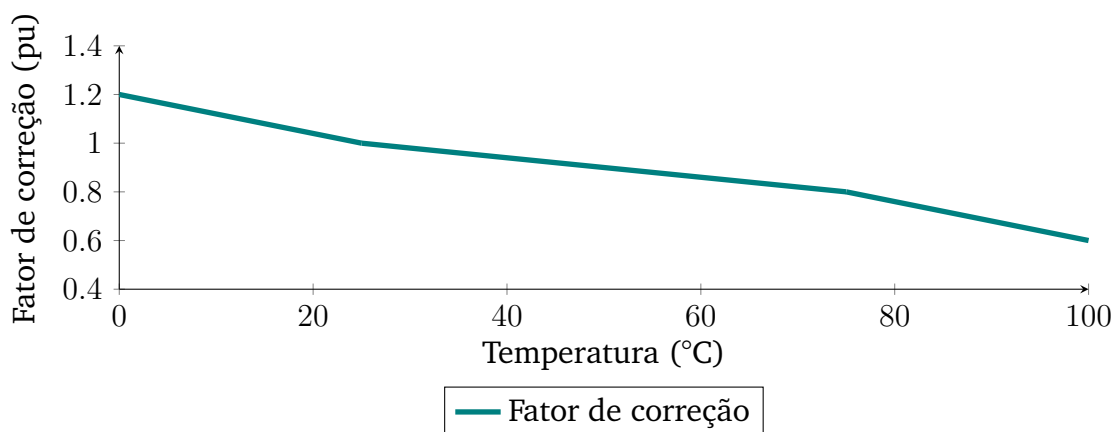
Figura 24 – Curva de eficiência do inversor.



Fonte: (FREITAS, 2015)

Outro ponto de destaque é um fator de correção que existe em detrimento do impacto da temperatura na potência de saída do painel. Esse fator de correção é representado pelos intervalos indicados no gráfico da Figura 25.

Figura 25 – Curva do fator de correção da potência gerada do painel.



Fonte: (FREITAS, 2015)

Com o intuito de tornar a análise dos resultados mais eficiente, foi criados dois níveis para classificar os GFV: 1 e 2. O nível 1 é composto por GFV com capacidade de geração iguais as cargas da barra que estão conectados, já o nível 2 com capacidade igual da demanda de todo o sistema no momento de pico de geração (12:00), conforme a curva de carga do sistema. Os dados de potência instaladas são apresentados na Tabela 8.

Tabela 8 – Potência dos GFV simulados

Nomenclatura	Potência Total Instalada
GFV nível 1	1,141 MW
GFV nível 2	3,600 MW

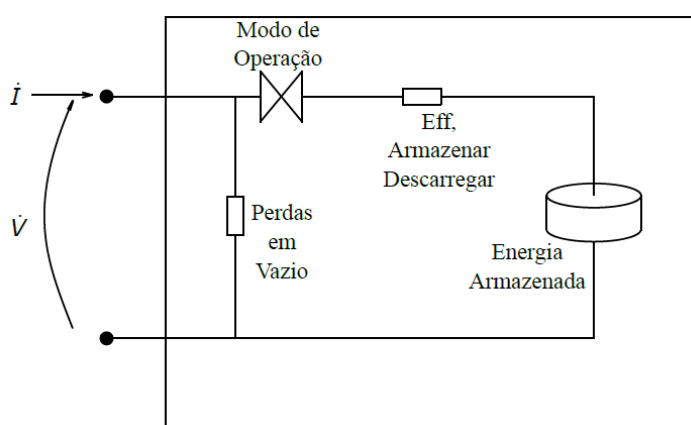
Fonte: Autoria Própria

Avaliou-se o nível 1 do GFV com potência igual as barras 675, 652 e 611, conforme apresentado na Tabela 3 da seção anterior, totalizando um montante de 1,141 MW instalado. Enquanto o sistema nível 2 contém uma potência total de 3,6 MW, definida a partir do valor de pico de consumo de valor 3,640 MW.

### 3.4 ARMAZENADOR DE ENERGIA NO OPENDSS

O modelo de armazenamento de energia disponível no OpenDSS, apresentado na Figura 26, é projetado para mudar seu funcionamento dependendo da situação, podendo operar em três modos distintos: inatividade, atua como carga durante o carregamento e como gerador durante o descarregamento. Esses modos determinam como o SAEB conduz suas operações: seja seguindo curvas de carga, fornecendo suporte a geradores distribuídos intermitentes ou operando em horários específicos (SANTOS, 2018).

Figura 26 – Diagrama de blocos simplificado do modelo do elemento *Storage*.



Fonte: (FREITAS, 2015)

Para as funções de despachar e absorver potência, deve-se selecionar um dos modos de operação:

- Modo 1: modelo de potência constante;
- Modo 2: modelo de impedância constante;
- Modo 3: modelo definido pelo usuário através de uma DLL.

Na Tabela 9 são apresentadas as localizações dos SAEB e o modo de conexão com a rede.

Tabela 9 – Conexão das Baterias no Sistema-teste.

Barra	Fases	Tensão (kV)	Conexão	Modelo
675	ABC	4,16	Estrela	1
611	C	2,4	Estrela	1
652	A	2,4	Estrela	1

Fonte: Autoria Própria

O sistema opera com uma eficiência inferior à unitária, resultando em perdas quando está em estado de inatividade. Assim, ao armazenar, descarregar ou permanecer conectado à rede de distribuição, o SAEB sempre apresenta perdas. As perdas de chumbo são superiores a perdas das de íon-lítio, que são aproximadamente 2% e 3% ao ano (MOURA, 2021).

Para a instalação do SAEB, é necessário considerar um inversor. Respeitando o limite de potência aparente do inversor, é possível gerar ou consumir energia reativa, o que também se aplica ao estado inativo. O modelo também leva em conta as perdas ativas do sistema, abrangendo as perdas nos componentes de controle, nos elementos que mantêm a temperatura da bateria estável e nas perdas ao distribuir e absorver energia. O fator de potência utilizado no estudo foi o unitário.

Na Tabela 10 é apresentado os dados de entrada no *software* dos modelos de baterias de Íon-Lítio e Chumbo-ácido, a potência dos modelos foi definida a partir do sistema existente em Uberlândia-MG, com a mesma capacidade e potência, e comparou-se o desempenho dos dois, tendo como fator decisivo a profundidade de descarga (do inglês, *Depth of Discharge* (DoD)) (GREENER, 2021; MOURA, 2021).

Tabela 10 – Parâmetros dos SAEB de Íon-Lítio e Chumbo-ácido.

Barras	Capacidade (kWh)	Potência (kW)	Eficiência (%)	DoD (%)	Limites de tensão (pu)
675 / 611 / 652	1360	1260	95	80	0,9 - 1,1
675 / 611 / 652	1360	1260	95	20	0,9 - 1,1

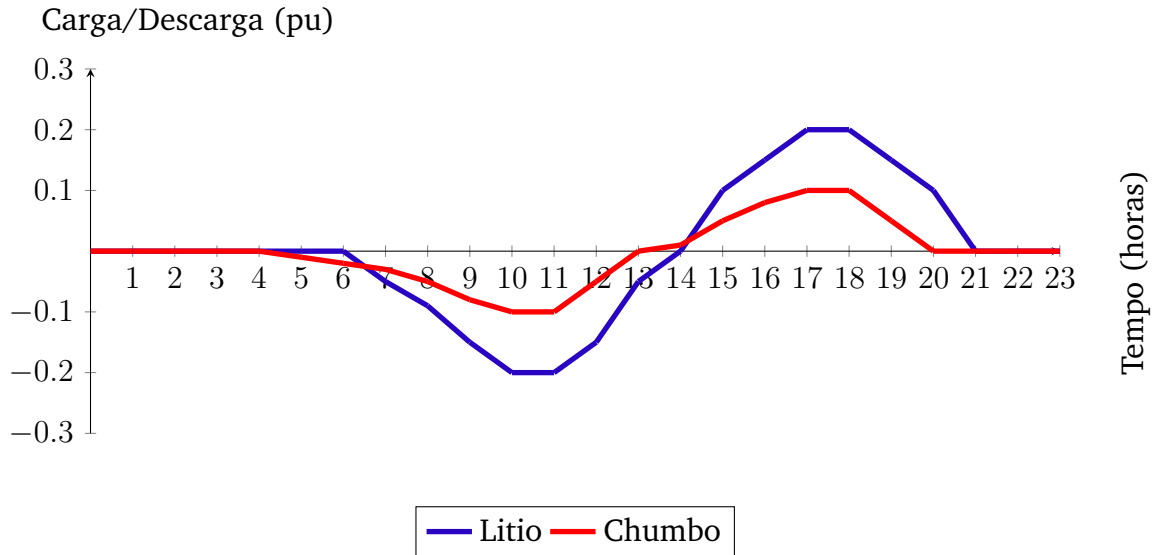
Fonte: Autoria Própria

As curvas de carga e descarga dos modelos de baterias são apresentadas na Figura 27. A potência de descarga tem que corresponder a 20% da nominal para garantir os a quantidade de ciclos especificados no manual do equipamento. Como a vida útil das



baterias de chumbo podem ser estendida para menores valores de potência de descarga, e utilizando de uma curva mais suave que a de lítio que pode descarregar em 4 horas.

Figura 27 – Curva de carga/descarga.



Fonte: (MOURA, 2021) (Adaptado pelo autor)

Concluída a etapa de modelagem e programação, foram produzidos os resultados apresentados a seguir.

# Capítulo 4

## Resultados

Este capítulo apresenta e discute os resultados obtidos provenientes dos Estudos de Casos realizados, os quais são resumidos na Tabela 11.

Tabela 11 – Cenários de análise.

<b>Configuração</b>	
1	Sem GFV + sem SAEB
2	GFV níveis 1 e 2
3	GFV + SAEB de Chumbo-Ácido
4	GFV + SAEB de Íon-lítio

Fonte: Autoria Própria

Os estudos de caso foram divididos conforme supracitado com o objetivo de realizar as análises por nível de GFV, bem como a variação da tecnologia do SAEB.

### 4.1 ESTUDO DE CASO 1

Este caso consistiu na análise do sistema sem a presença de GFV e SAEB, o que resultou em um consumo de 54.896 kWh e perdas de energia diárias de 1.244 kWh, oque representa 2,266% de perdas.

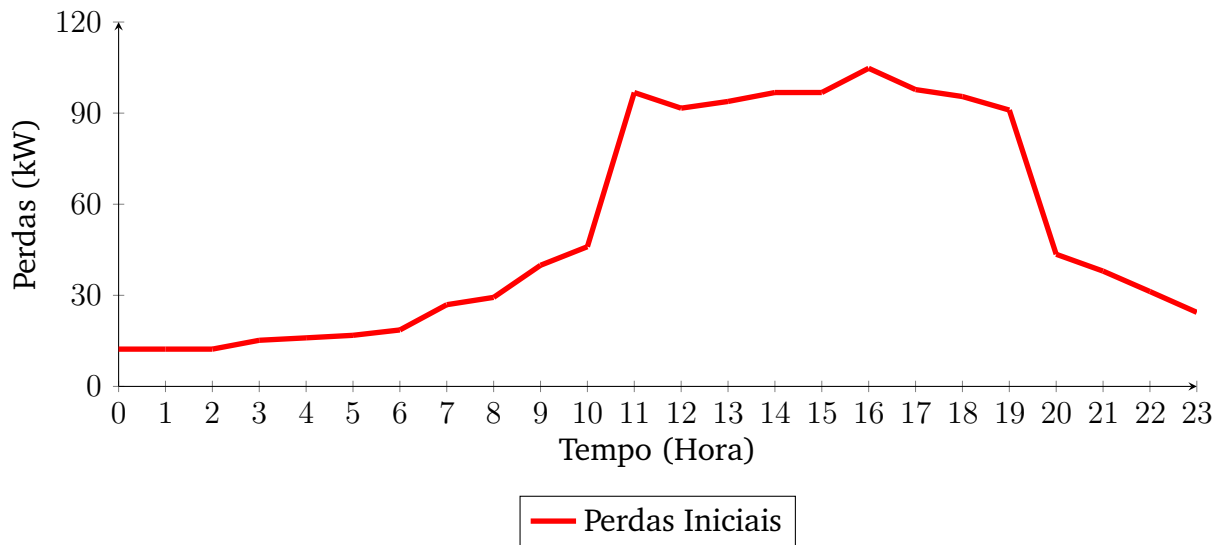
Tabela 12 – Dados do sistema no modelo inicial.

<b>Energia Consumida (kWh)</b>	<b>Perdas (kWh)</b>	<b>Perdas (%)</b>
54.896	1.244	2,266

Fonte: Autoria Própria

O gráfico das perdas de potência ativa no período de um dia, é mostrado na Figura 28. A partir desse gráfico, mediante integração, é possível calcular as perdas de energia.

Figura 28 – Perdas iniciais.



Fonte: Autoria Própria

## 4.2 ESTUDO DE CASO 2

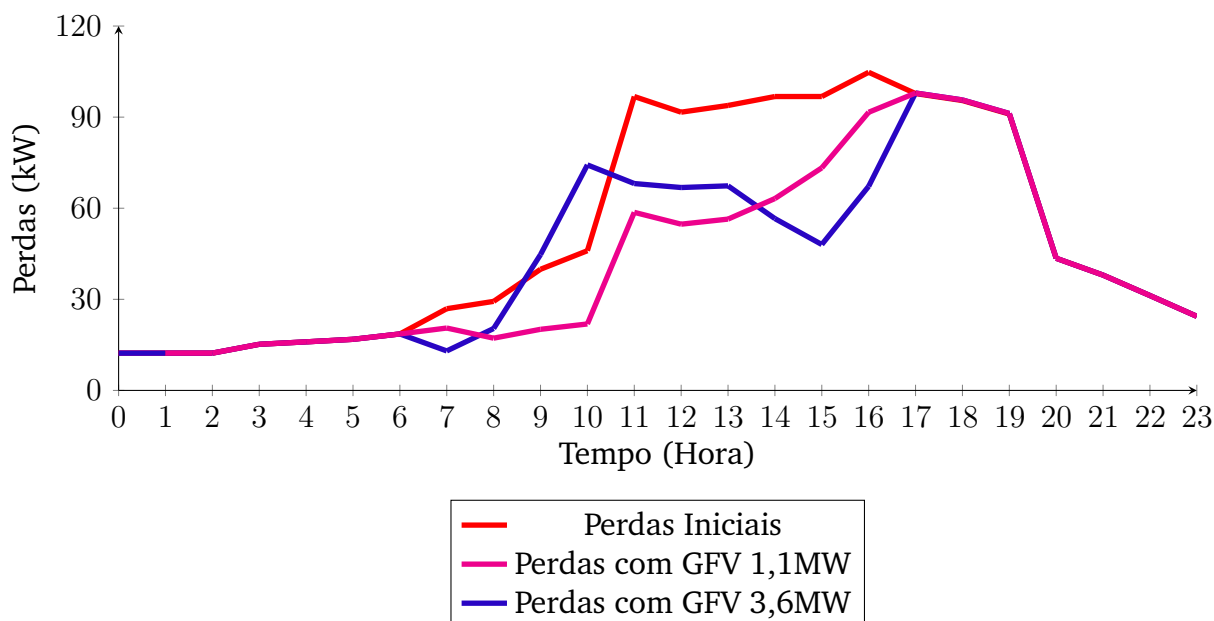
Este caso consistiu na análise do sistema com a presença apenas de GFV, considerando os dois níveis, o que resultou na Tabela 13 e na Figura 29, que indica o perfil de perdas do sistema.

Tabela 13 – Comparativo de perdas utilizando GFV.

Tipo	Perdas Calculadas	Comparação das perdas - Sem GFV
GFV nível 1	1000 kWh/dia	-19,61%
GFV nível 2	1037 kWh/dia	-16,64%

Fonte: Autoria Própria

Figura 29 – Perdas iniciais e GFV.



Fonte: Autoria própria.

Análise da Figura 29 mostra uma redução significativa das perdas tanto nos horários de pico de geração (entre 11h e 14h). No horário de pico (entre 18h e 21h), não há redução, o SDEE encontra-se com alto carregamento e elevadas perdas. A potência do sistema no nível 2 de inserção supera o consumo das barras que estão conectadas no período compreendido entre as 9h e 10h, o que gera um fluxo reverso nos ramais e laterais nos quais os GFV estão conectados.

Constata-se ainda, aumento das perdas no período entre as 9h e 10h por razão da demanda está abaixo da geração. Com a cessão da geração, há uma rápida elevação das perdas, pelo fato de o sistema estar com alta demanda e com baixa geração via GFV.

Nas Figuras 30 e 31 são apresentados os perfis de demanda de potência da subestação, ou seja, o nível de carregamento do transformador. Destaca-se nesses gráficos que a demanda da potência do transformador do sistema reduziu, conforme esperado (haja vista que essa potência passou a ser suprida pelos GFV).

Figura 30 – Nível de Carregamento do Transformador do Sistema com GFV de 1,1 MW.

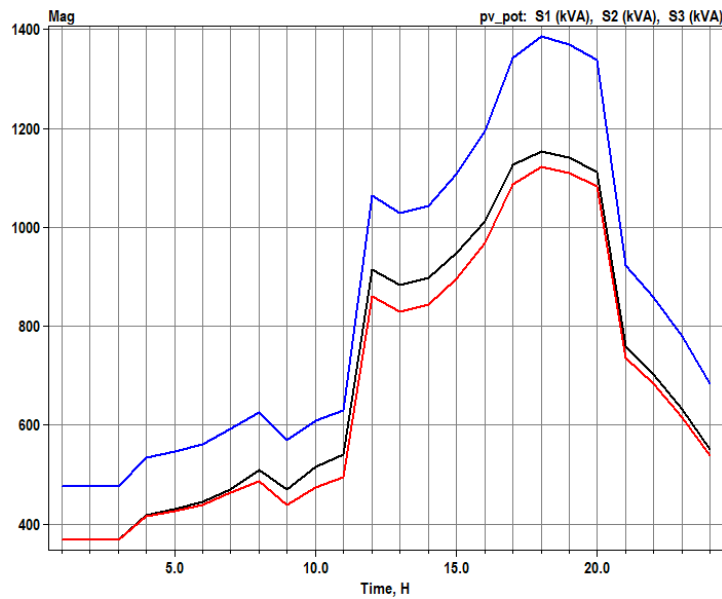
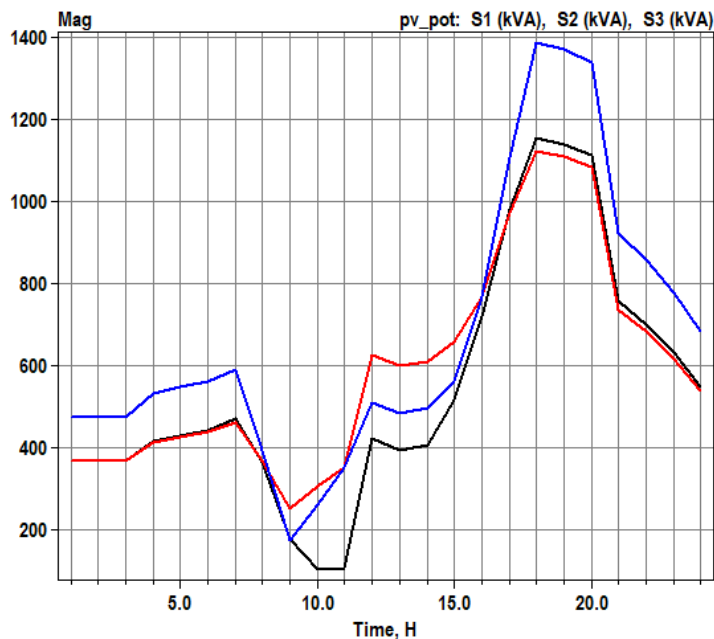


Figura 31 – Nível de Carregamento do Transformador do Sistema com GFV de 3,6 MW.



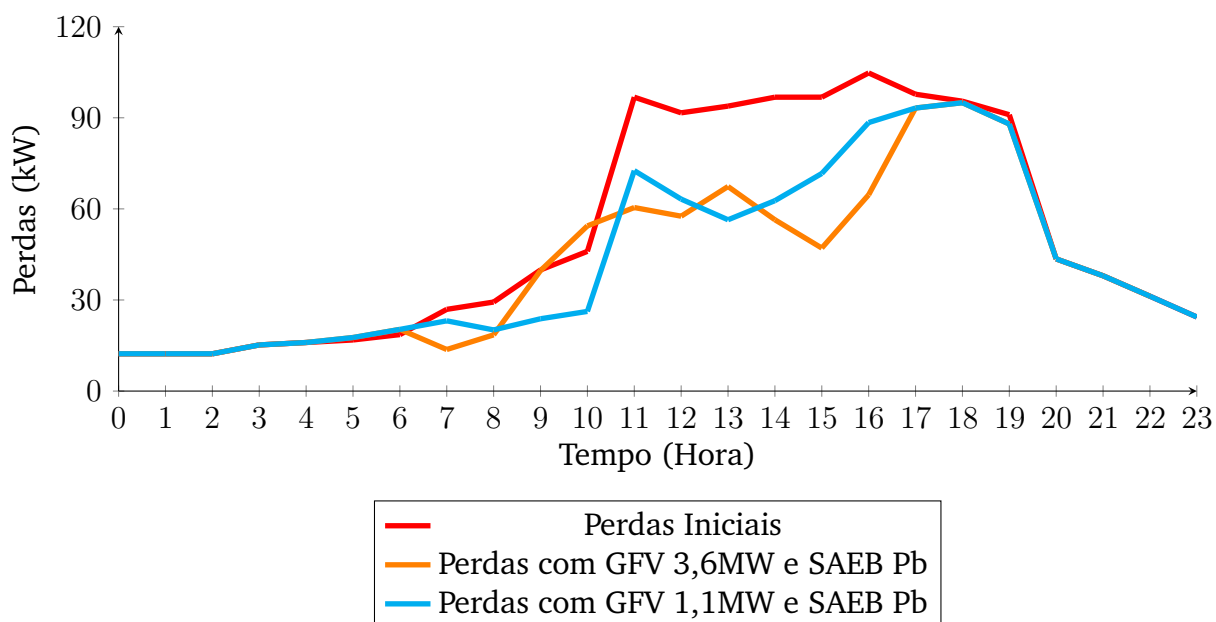
### 4.3 ESTUDO DE CASO 3

Este caso consistiu na análise do sistema com a presença de GFV, considerando os dois níveis e a inserção de SAEB de Chumbo-ácido, com potência e capacidade iguais de 1.260 kW e 1.360 kWh e profundidade de descarga de 20%. As perdas foram calculadas para os dois níveis de inserção de GFV na rede. Na Tabela 14 é apresentado um comparativo das perdas do SAEB de Chumbo-Ácido conectado ao sistema com GFV de nível 1 e 2. Já na Figura 32, tem-se o perfil de perdas do sistema.

Tabela 14 – Comparativo de perdas utilizando SAEB de Chumbo-ácido.

Configuração	Perdas	Comparação das Perdas	
		Apenas GFV	Sem GFV
GFV nível 1 + SAEB de Pb	1026 kWh/dia	-3,66%	-17,52%
GFV nível 2 + SAEB de Pb	999 kWh/dia	+2,66%	-17,71%

Figura 32 – Perdas iniciais e com inserção de SAEB de Chumbo-Ácido.



Era esperado que a utilização dos SAEB no sistema reduzisse o níveis de perdas no período seguinte à geração fotovoltaica, no período entre as 14h e 20h, entretanto esse fato não se confirmou. Quando comparando os períodos entre as 17h e 20h das Figuras 29 e 32, a redução atingida é muito baixa, não justificando a utilização do SAEB. A análise das Figuras 33 e 34 mostrou que para a situação do GFV nível 2, há reduções significativas de perdas no período que a bateria está carregando, 7-12 horas.

Nas Figuras 33 e 34 são apresentados os perfis de demanda de potência da subestação, ou seja, o nível de carregamento do transformador. Destaca-se nesses gráficos que a demanda da potência do transformador do sistema reduziu, conforme esperado (haja vista que essa potência passou a ser suprida pelos GFV).

Figura 33 – Nível de Carregamento do Transformador do Sistema com GFV de 1,1 MW e SAEB de Chumbo-Ácido.

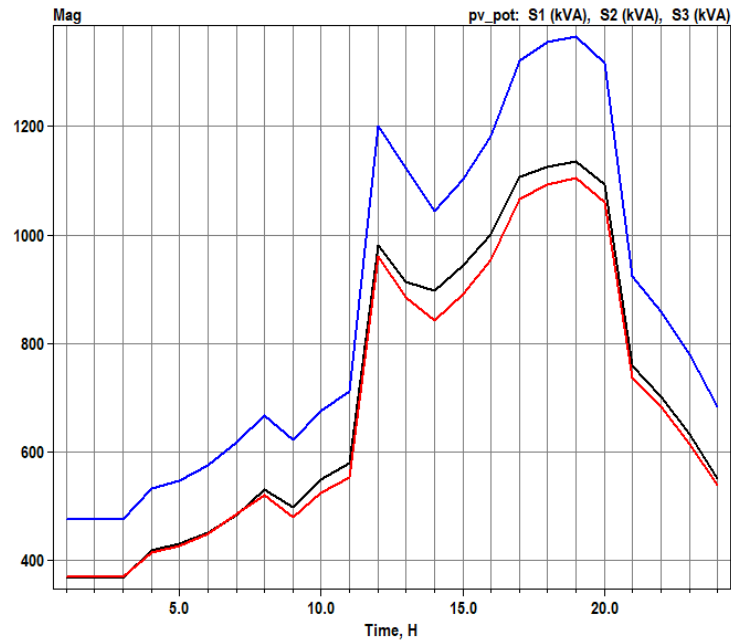
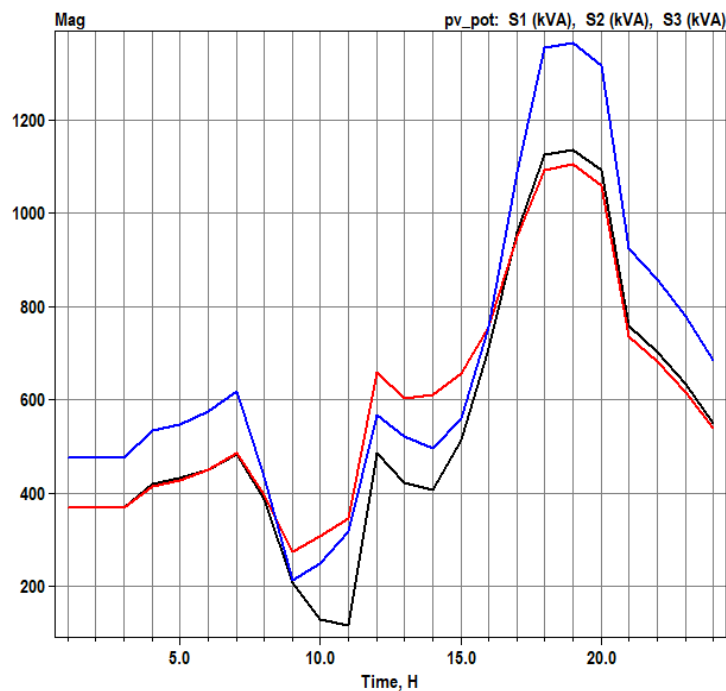


Figura 34 – Nível de Carregamento do Transformador do Sistema com GFV de 3,6 MW e SAEB de Chumbo-Ácido.



#### 4.4 ESTUDO DE CASO 4

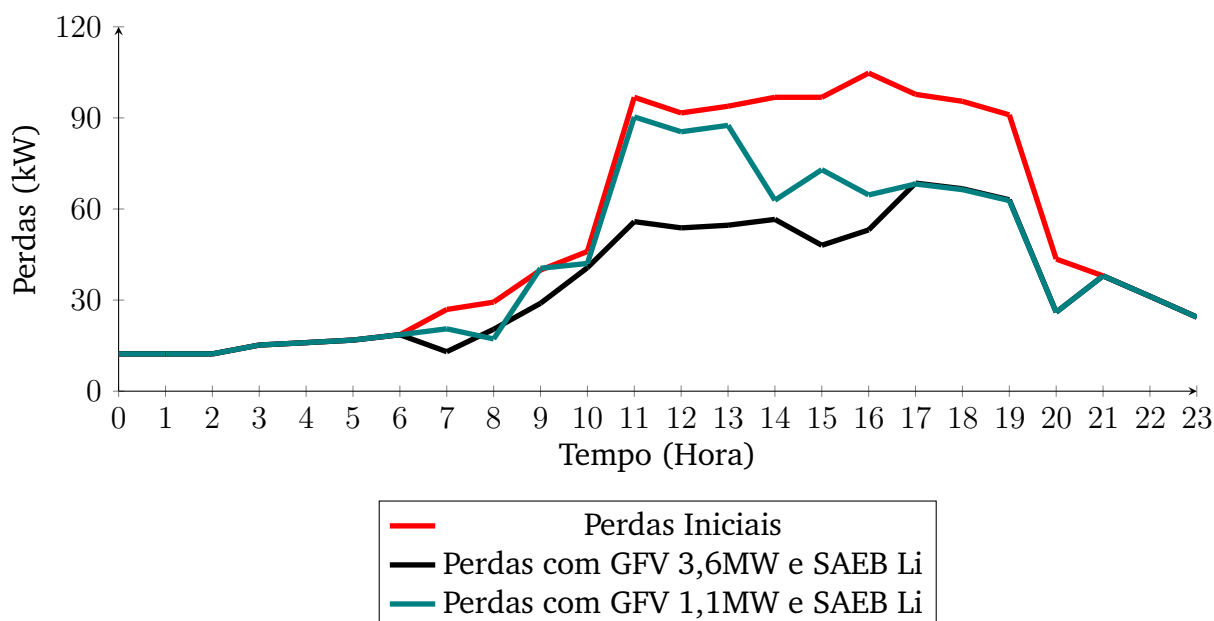
Este caso consistiu na análise do sistema com a presença de GFV, considerando os dois níveis e baterias de íons de lítio, como parâmetro de profundidade de descarga de 80% de a redução de perdas foram significativamente maior que as de chumbo. Na Tabela 15 é apresentado um comparativo das perdas do SAEB de Lítio conectado ao sistema com GFV de nível 1 e 2. Já na Figura 35, tem-se o perfil de perdas do sistema.

Tabela 15 – Comparativo de perdas utilizando SAEB de Íon-Lítio.

Tipo	Perdas	Comparação das Perdas	
		Apenas GFV	Sem GFV
GFV nível 1 + SAEB de Íon-Lítio	1007 kWh/dia	+0,70%	-19,05%
GFV nível 2 + SAEB de Íon-Lítio	858 kWh/dia	-17,26%	-19,97%

Fonte: Autoria própria

Figura 35 – Perdas iniciais e com inserção de baterias de Íon-Lítio.



Fonte: Autoria própria.

Análise da Figura 35, mostra uma alta redução das perdas no período das 17-20 h, comprovando o benefício do uso de baterias para alívio de carregamento do sistema em horários que há não geração FV. A redução significativa para o uso de SEAB com o GFV de nível 2, principalmente durante o período compreendido entre as 7h e 18h, mostrando que o períodos de alívio do sistema foi estendido com o uso das baterias. O período de carga das baterias ocorreu quando a geração FV estava acima do consumo, aliviando o cenário de fluxo reverso e aumento de perdas.

Nas Figuras 36 e 37 são apresentados os perfis de demanda de potência da subestação, ou seja, o nível de carregamento do transformador. Destaca-se nesses gráficos que a demanda da potência do transformador do sistema reduziu, conforme esperado (haja vista que essa potência passou a ser suprida pelos GFV).



Figura 36 – Nível de Carregamento do Transformador do Sistema com GFV de 1,1 MW com SAEB de Íon-Lítio.

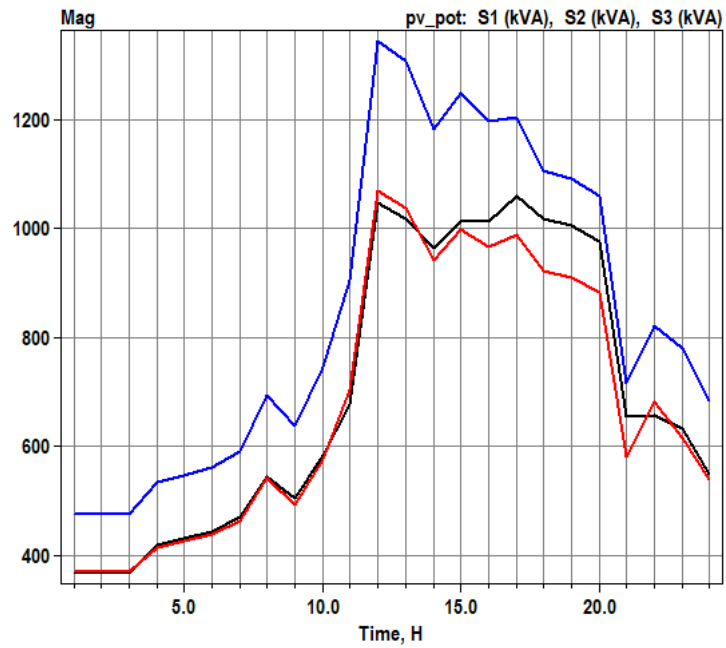
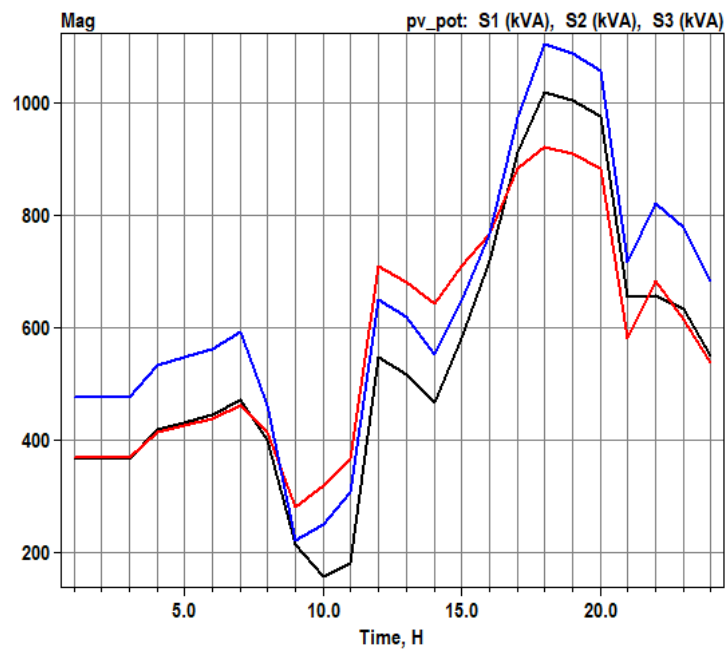
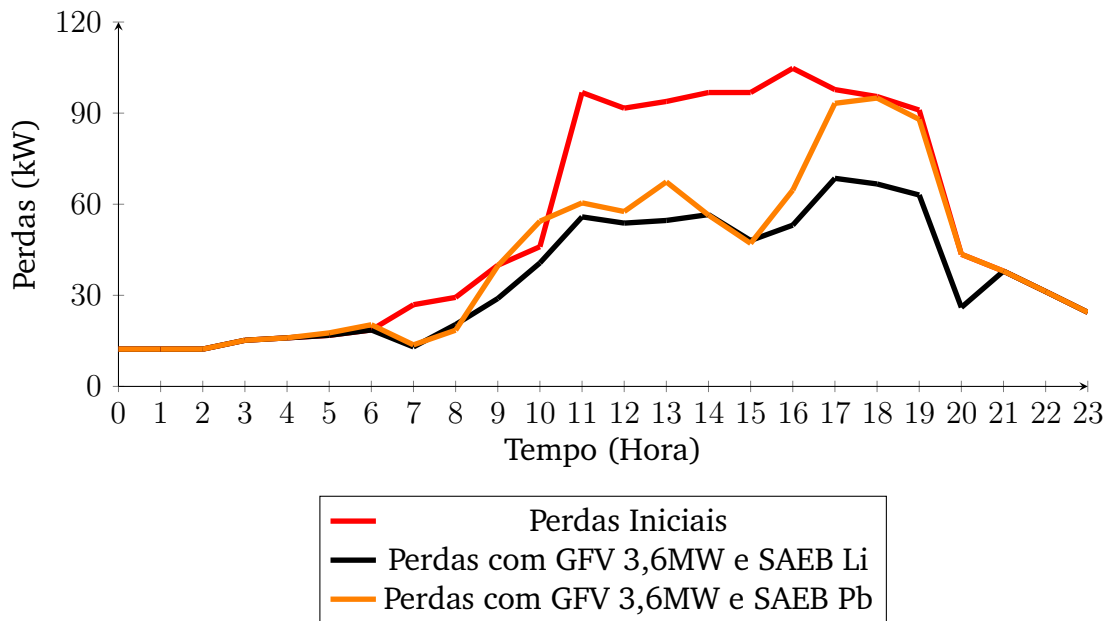


Figura 37 – Nível de Carregamento do Transformador do Sistema com GFV de 3,6 MW com SAEB de Íon-Lítio.



Os resultados obtidos nos estudos de caso desse TCC são resumidos na Figura 38, os quais são comentados a seguir.

Figura 38 – Perdas - Melhores resultados.



Fonte: Autoria própria.

Análise da Figura 38 mostra que as vantagens do uso do SAEB é mais significativa quando há alta inserção de GFV. Por fim, constatou-se que para o cenário em estudo, a configuração de capacidade e potência utilizadas a bateria de Íon-lítio é mais eficaz na redução das perdas no período seguinte à geração, ou seja quando as GFV param de gerar.

# Capítulo 5

## Conclusões

O Trabalho de Conclusão de Curso teve como objetivo avaliar as perdas técnicas em um sistema-teste de distribuição de energia elétrica com a presença de três geradores fotovoltaicos (GFV) e os correspondentes sistemas de armazenamento de energia por baterias (SAEB). O estudo foi realizado no *software* OpenDSS, no qual foi modelado o sistema-teste e utilizados os modelos disponíveis de GFV e SAEB. Foram avaliados diversos estudos de casos, contemplando diferentes valores de potência dos GFV e dois tipos de baterias.

Os estudos realizados indicaram que as baterias de Íon-Lítio apresentaram menores perdas técnicas do sistema com redução de 17,26% em relação ao sistema apenas com geração fotovoltaica de alta potência (nível 2), enquanto as de chumbo-ácido apresentou redução de apenas 2,6% para o mesmo cenário. Como características decisivas para melhor desempenho foram o nível de profundidade de descarga, e a velocidade nos períodos de carga e descarga.

É importante destacar que o melhor desempenho da inserção de sistemas de armazenamento de energia por baterias no sistema de distribuição foi no momento em que a geração fotovoltaica, que é intermitente com duração média de 8 horas influenciado fortemente por fatores de localização geográfica, tem sua energia injetada superior à consumida na rede, o que caracteriza a existência de um fluxo reverso. Portanto, pode-se inferir que o uso desses sistemas podem vir a beneficiar a operação dos sistemas de distribuição.

Para o desenvolvimento desse trabalho forma relevantes as disciplinas de Sistemas Elétricos, Distribuição de Energia Elétrica, Proteção de Sistemas Elétricos e Equipamentos Elétricos, para que noções exigidas na modelagem do sistema-teste no *software* acontecesse de forma mais fluída e permitisse a compreensão melhor dos resultados.

Como dificuldades encontradas se destacam a obtenção dos dados das baterias para elaboração da curva de carga e descarga, assim como a determinação da capacidade e potências dos sistemas de armazenamento.

Com sugestões para trabalhos futuros, realização da análise da vida útil do

sistemas de armazenamento, assim como a potência equivalente entre os modelos para obtenção de um mesmo desempenho. E avaliar os outros modelos menos utilizados para validação que baterias de íon-lítio e chumbo-ácido são as únicas viáveis para a aplicação em sistemas de distribuição com presença de geradores fotovoltaicos.

## REFERÊNCIAS

- ANEEL. Perdas de Energia Elétrica na Distribuição. 2021. Disponível em: <[https://antigo.aneel.gov.br/documents/654800/18766993/Relat%C3%B3rio+Perdas+de+Energia\\_+Edi%C3%A7%C3%A3o+1-2021.pdf/143904c4-3e1d-a4d6-c6f0-94af77bac02a](https://antigo.aneel.gov.br/documents/654800/18766993/Relat%C3%B3rio+Perdas+de+Energia_+Edi%C3%A7%C3%A3o+1-2021.pdf/143904c4-3e1d-a4d6-c6f0-94af77bac02a)>. Acesso em: Fev. 2024.
- \_\_\_\_\_. **Micro e Minigeração Distribuída**. MME, 2022. Disponível em: <<http://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>>. Acesso em: Fev. 2023.
- \_\_\_\_\_. Relatório de Perdas de Energia. 2022. Disponível em: <<https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/perdasenergias#!>> Acesso em: Abr. 2024.
- ANEEL, R. N. N. 482. **Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências**, v. 17, 2012.
- CAMPOS, A. A. Comparação e análise técnica e econômica do projeto de um sistema de microgeração solar fotovoltaica em uma indústria com os dados obtidos de um sistema em operação. 2018.
- CAMPOS, F. M.; ARAÚJO, D. N.; TOLEDO, O. M.; FERNANDES, L. d. E. S.; BORBA, A. T. A. Tecnologias e aplicações de sistemas de armazenamento de energia para suporte à integração de fontes renováveis no Brasil. In: **Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS**. [S.l.: s.n.], 2022. p. 1–10.
- CARNEIRO, M. d. S. Utilização do software opendss para cálculo das perdas técnicas em redes de distribuição. 2019.
- CEMIG. **Desafios da Distribuição de Energia Elétrica no Brasil**. 2024. Disponível em: <[https://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/comissoes/comissoes-temporarias/especiais/56a-legislatura/codigo-brasileiro-de-energia-eletrica/apresentacoes-em-eventos/RonaldoGomesApresentacao\\_Final2.pdf](https://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/comissoes/comissoes-temporarias/especiais/56a-legislatura/codigo-brasileiro-de-energia-eletrica/apresentacoes-em-eventos/RonaldoGomesApresentacao_Final2.pdf)>.
- COUTINHO, H. V.; AZEVEDO, D.; MAIA, T. A. Dimensionamento e arranjo de baterias em um sistema de propulsão aeronáutica e as tendências para o futuro. In: **Congresso Brasileiro de Automática-CBA**. [S.l.: s.n.], 2020. v. 2, n. 1.
- CUNHA, M. R. d. Síntese e caracterização de sulfeto de cobre/carbono: eletrodo tipo bateria para aplicação em dispositivo de armazenamento de energia. Universidade Federal do Amazonas, 2020.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balço Energético Nacional - 2023, 2023**. 2023.
- FREITAS, P. R. Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando software opendss. 2015. **Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica)**. Universidade de São Paulo. São Paulo, 2015.
- GASPARIN, F. P. Desenvolvimento de um traçador de curvas características de módulos fotovoltaicos. 2009.

- GREENER. **Estudo Estratégico Mercado de Armazenamento**. 2021. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-do-mercado-de-armazenamento-de-energia-no-brasil-2021/>>. Acesso em: 30 Abr. 2024.
- KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. d.; ROBBA, E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. São Paulo: Edgard Blucher, 2005.
- KERSTING, W. H. Radial distribution test feeders. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 6, n. 3, p. 975–985, 1991.
- \_\_\_\_\_. Radial distribution test feeders distribution system analysis subcommittee report. In: **Proc. 2001 IEEE Power Eng. Soc. Winter Meeting**. [S.l.: s.n.], 2000. p. 908–912.
- LUCENA, M. D.; BRITO, N. S.; DANTAS, F. B.; SILVA, A. D.; SIMÕES, M. C.; DINIZ, D. S.; SOARES, R. A. Um algoritmo baseado na busca tabu para localização ótima de geradores fotovoltaicos. **Mestrado em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande**, 2020.
- MELO, L.; MELO, L. S.; MELO, L. S. d. et al. Análise comparativa de modelos de fontes fotovoltaicas no contexto da geração distribuída. Universidade Federal de Campina Grande, 2018.
- MME. Resenha energética brasileira. **Ministério de Minas e Energia**, 2023.
- MOURA. **Manual Técnico Linha Estacionária, Moura Solar Série MS**. MOURA, 2021. Disponível em: <<https://s34918.pcdn.co/wp-content/uploads/2023/01/Manual-tecnico-Moura-Solar-MS-V1.4-POT.pdf>>. Acesso em: 05 Abr. 2024.
- OCTAVIANO, M. E. F. Alocação ótima de baterias em sistemas de distribuição considerando a vida útil e redução de perdas. 2021.
- OLIVEIRA, M. E. B. d. Análise da Perspectivas da Utilização do Sistema bess em Unidades Consumidoras Atendidas em Média Tensão. 2023.
- PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Grupo de trabalho de energia solar–GTES**. [S.l.], 2014.
- RAHMAN, F.; REHMAN, S.; ABDUL-MAJEED, M. A. Overview of energy storage systems for storing electricity from renewable energy sources in saudi arabia. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 16, n. 1, p. 274–283, 2012.
- RONTEK. **Conceitos Básicos sobre Baterias Recarregáveis**. 2024. Disponível em: <<https://www.sta-eletronica.com.br/artigos/baterias-recarregaveis/baterias-recarregaveis-em-geral/conceitos-basicos-sobre-baterias-recarregaveis>>.
- SANTOS, I. S. d. Alocação ótima simultânea de geradores fotovoltaicos e de sistemas de armazenamento de energia em sistemas de distribuição de energia elétrica. Universidade Federal do Maranhão, 2018.
- SILVA, A. D. d. C. et al. Desenvolvimento de interfaces para o software openss. Universidade Federal de Campina Grande, 2021.

SUNDERMAN, W.; DUGAN, R. C.; SMITH, J. Open source modeling of advanced inverter functions for solar photovoltaic installations. In: IEEE. **2014 IEEE PES T&D Conference and Exposition**. [S.l.], 2014. p. 1–5.

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

WEHR, G. **Otimização e desenvolvimento de células solares industriais em substratos de silício multicristalino**. Dissertação (Mestrado) — Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, 2008.

ZANETTA JUNIOR, L. C. **Fundamentos de sistemas elétricos de potência**. [S.l.]: Editora Livraria da Física, 2006.