

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA**

**CAIQUE LUAN ESTEVÃO MARINHO**

**ANÁLISE DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM REDES DE  
DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO ARBITRAGEM UTILIZANDO O SOFTWARE  
*OPENDSS*<sup>®</sup>**

**Alegrete  
2023**

**CAIQUE LUAN ESTEVÃO MARINHO**

**ANÁLISE DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM REDES DE  
DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO ARBITRAGEM UTILIZANDO O SOFTWARE  
*OPENDSS*<sup>®</sup>**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Ana Paula Carboni de Mello.

**Alegrete**

**2023**

Ficha catalográfica elaborada automaticamente com os dados fornecidos  
pelo(a) autor(a) através do Módulo de Biblioteca do  
Sistema GURI (Gestão Unificada de Recursos Institucionais) .

M337a Marinho, Caique Luan Estevão

ANÁLISE DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA  
EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO ARBITRAGEM  
UTILIZANDO O SOFTWARE OPENDSS / Caique Luan Estevão  
Marinho.

60 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) --  
Universidade Federal do Pampa, ENGENHARIA ELÉTRICA,  
2023.

"Orientação: Ana Paula Carboni de Mello".

1. Baterias. 2. Geração Distribuída. . 3. Sistema  
de Armazenamento de Energia. . 4. Sistema  
Fotovoltaico. 5. Sistema de Potência. I. Título.

## **CAIQUE LUAN ESTEVÃO MARINHO**

### **ANÁLISE DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO ARBITRAGEM UTILIZANDO O SOFTWARE OPENDSS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Dissertação defendida e aprovada em: 07 de julho de 2023.

Banca examinadora:

---

Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Ana Paula Carboni de Mello

Orientadora

UNIPAMPA

---

Prof. Dr. Guilherme Sebastião da Silva

UNIPAMPA

---

Prof. Dr. Chrystian Dalla Lana da Silva

UNIPAMPA



Assinado eletronicamente por **CHRYSIAN DALLA LANA DA SILVA, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 08/07/2023, às 18:30, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.

---



Assinado eletronicamente por **ANA PAULA CARBONI DE MELLO, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 10/07/2023, às 10:36, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.

---



Assinado eletronicamente por **GUILHERME SEBASTIAO DA SILVA, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 10/07/2023, às 15:07, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.

---



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [https://sei.unipampa.edu.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](https://sei.unipampa.edu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **1166402** e o código CRC **58BB06DA**.

---

## **AGRADECIMENTOS**

Gostaria de expressar minha gratidão às pessoas que foram fundamentais para a realização deste Trabalho de Conclusão de Curso.

Primeiramente, à minha mãe, Ângela Maria Estevão Marinho, que sempre me apoiou e incentivou nos meus estudos e que me deu todo o amor e carinho que eu precisava.

Agradeço à minha orientadora, Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Ana Paula Carboni de Mello, que me orientou com competência e paciência, e que me ajudou a superar as dificuldades e desafios que surgiram ao longo do processo. Direciono minha gratidão aos membros da banca, que aceitaram avaliar meu trabalho e participar desse momento que me é tão caro.

Agradeço aos meus amigos, que compartilharam comigo as alegrias e os desafios dessa jornada e que tornaram essa experiência mais rica e divertida.

Por último, mas não menos importante, à Universidade Federal do Pampa (UNIPAMPA), que me proporcionou uma formação de qualidade e me abriu as portas para o conhecimento e para o mercado de trabalho.

A todos vocês, o meu muito obrigado!

## RESUMO

Com o rápido avanço tecnológico na área de armazenamento de energia, torna-se cada vez mais viável a instalação de Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE). Os SAE têm ganhado importância dado o aumento de geração distribuída, como geradores fotovoltaicos, eólicos, dentre outros, trazendo benefícios como o aumento da qualidade, confiabilidade dos serviços elétricos, assim como a possibilidade de maior controle sobre o consumo de energia. Este trabalho intenta apresentar a análise de Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) em redes de distribuição, considerando modelos de arbitragem energética, de forma a melhorar a utilização das redes de energia elétrica através do controle de despacho dos Sistemas de Armazenamento de Energia, que possibilitarão melhorias nos níveis de tensão e redução de perdas elétricas. A metodologia de teste é verificada através do *software* *OpenDSS*<sup>®</sup>, em um sistema teste IEEE de 13 barras, manipulado em diferentes condições de operação.

**Palavras-Chave:** Baterias. Geração Distribuída. Redes de Distribuição. Sistema de Armazenamento de Energia. Sistema Fotovoltaico. Sistema de Potência.

## ABSTRACT

With the rapid technological advancement in the field of energy storage, it is becoming increasingly feasible to install Energy Storage Systems (ESS). The ESSs have gained importance given the increase in distributed generation, such as photovoltaic and wind generators, among others, bringing benefits such as increased quality and reliability of electrical services, as well as the possibility of greater control over energy consumption. This work aims to present an analysis of Energy Storage Systems (ESS) in distribution networks, considering energy arbitrage models, in order to improve the use of electric power networks through the dispatch control of Energy Storage Systems, which have enabled improvements in voltage levels and reduction of electrical losses. The test methodology is verified using the *OpenDSS*<sup>®</sup> software, on an IEEE 13-bus test system, manipulated under different operating conditions.

**Keywords:** Batteries. Distributed Generation. Distribution Networks. Energy Storage System. Photovoltaic System. Power System.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

<b>Figura 2.1</b> – Diagrama esquemático de SFV com SAE.....	19
<b>Figura 2.2</b> – Sistemas de armazenamento de energia .....	20
<b>Figura 3.1</b> – Fluxograma da metodologia proposta no trabalho. ....	26
<b>Figura 3.2</b> – Curva do Estado de Carga do modo Preço no armazenador do ..... <i>OpenDSS</i> <sup>®</sup> . ....	27
<b>Figura 3.3</b> – Elemento de armazenamento do software <i>OpenDSS</i> <sup>®</sup> . ....	28
<b>Figura 3.4</b> – Fluxo de potência do armazenador durante o carregamento .....	31
<b>Figura 3.5</b> – Fluxo de potência do armazenador durante o descarregamento .....	33
<b>Figura 3.6</b> – Fluxo de potência do armazenador durante o estado ocioso .....	33
<b>Figura 4.1</b> – Sistema de teste de 13 barras IEEE.....	37
<b>Figura 4.2</b> – Curva de carga do sistema em pu (por unidade).....	39
<b>Figura 4.3</b> – Curva de referência de potência dos sistemas FVs das barras 680 e 634. ...	40
<b>Figura 4.4</b> – Gráfico da potência ativa na subestação.....	41
<b>Figura 4.5</b> – Gráfico da potência reativa na subestação .....	41
<b>Figura 4.6</b> – Tensão na barra 680 sem a influência do sistema FV e do SAE. ....	42
<b>Figura 4.7</b> – Potência ativa na subestação com a adição dos sistemas FVs .....	43
<b>Figura 4.8</b> – Curva de Preço da base de dados disponível da <i>ESIOS Red eléctrica</i> para um dia útil.....	44
<b>Figura 4.9</b> – Gráfico do estado de carga do armazenador para dia útil.....	44
<b>Figura 4.10</b> – Potencia atiba na Subestação com FV e SAE .....	45
<b>Figura 4.11</b> – Fator de potência na Subestação antes e depois da inserção dos SFV e SAE .....	46
<b>Figura 4.12</b> – Potência Reativa na Subestação antes e depois da adição dos SAE	46
<b>Figura 4.13</b> – Tensão na barra 680 com SAE .....	47
<b>Figura 4.14</b> – Curva de Preço da base de dados disponível da <i>ESIOS Red eléctrica</i> para um dia de final de semana .....	48
<b>Figura 4.15</b> – Gráfico do estado da carga no armazenador para final de semana ...	48
<b>Figura 4.16</b> – Potência na Subestação com FV e SAE. ....	49
<b>Figura 4.17</b> – Fator de potência na Subestação.....	49
<b>Figura 4.18</b> – Potência reativa com SAE na subestação.....	50
<b>Figura 4.19</b> – Tensão na barra 680 com SAE .....	50
<b>Figura 4.20</b> – Modos Tarifários da RGE .....	51

<b>Figura 4.21</b> – Bandeiras tarifarias no território brasileiro .....	51
<b>Figura 4.22</b> – Curva de preço da tarifa branca com os níveis das bandeiras .....	52
<b>Figura 4.23</b> – Gráfico do estado de carga do armazenador .....	52
<b>Figura 4.24</b> – Potência ativa na subestação com SAE e PV .....	53
<b>Figura 4.25</b> – Fator de potência ativa na subestação com SAE e PV .....	53
<b>Figura 4.26</b> – Potencia reativa na subestação com SAE e PV .....	54
<b>Figura 4.27</b> – Tensão na barra 680 com SAE. ....	54
<b>Figura 4.28</b> – Fator de potência de todos os casos na fase 1 .....	55

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1</b> – Parâmetros técnicos dos sistemas de armazenamento de energia .....	21
<b>Tabela 2</b> – Especificações das linhas do sistema.....	38
<b>Tabela 3</b> – Especificações das cargas do sistema .....	39

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

SAE – Sistema de Armazenamento de Energia;

SFV – Sistema Fotovoltaico;

FV – Fotovoltaico;

VE – Veículo Elétrico;

TD – Tarifa Dinâmica;

GD – Gatilho de Descarga;

GR – Gatilho de Recarga;

CP – Curva de Preço;

FP – Fator de Potência;

SOC – *State of Charge* (Estado de Carga);

TOU – *Time-of-use*;

CPP – *Critical Peak Pricing*;

PTR – *Peak Time Rebate*;

RTP – *Real Time Pricing*.

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>14</b>
1.1	Justificativa	15
1.2	Objetivos	15
1.2.1	Objetivo geral	15
1.2.2	Objetivos específicos	15
1.3	Organização do trabalho	15
<b>2</b>	<b>SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NO CONTEXTO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>17</b>
2.1	Considerações iniciais	17
2.2	Tarifas dinâmicas de eletricidade	17
2.3	Recursos energéticos distribuídos e o SAE	18
2.3.1	Painéis Solares Fotovoltaicos	18
2.3.2	Veículos Elétricos	20
2.3.3	Sistemas de Armazenamento	20
2.4	Aplicações de SAE	22
2.4.1	Aplicações de SAE para a concessionária de energia	22
2.4.2	Aplicações de SAE para o consumidor	23
2.5	Considerações finais	24
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>25</b>
3.1	Considerações iniciais	25
3.2	Arquitetura proposta	25
3.3	Modelagem no <i>software OpenDSS®</i>	27
3.3.1	Armazenador (elemento <i>Storage</i> )	28
3.3.1.1	<i>Componentes do modelo</i>	28
3.3.1.2	<i>Operação</i>	29
3.3.1.3	<i>Estado de carregamento</i>	30
3.3.1.4	<i>Estado de descarregamento</i>	31
3.3.1.5	<i>Estado ocioso</i>	33
3.3.2	Modos de operação do elemento <i>Storage</i>	34
3.3.3	Potência entregue ao circuito pelo <i>PVSystem</i>	35
3.4	Considerações finais do capítulo	35

<b>4</b>	<b>RESULTADOS .....</b>	<b>37</b>
<b>4.1</b>	<b>Considerações iniciais .....</b>	<b>37</b>
<b>4.2</b>	<b>Sistema de teste de 13 barras da IEEE.....</b>	<b>37</b>
<b>4.3</b>	<b>Estudos de casos.....</b>	<b>40</b>
4.3.1	Teste 1 – Caso referência.....	40
4.3.2	Caso teste 2 – Acréscimo de SFVs e SAE .....	43
4.3.3	Caso teste 3 – Acréscimo de SFVs e Arbitragem do SAE .....	43
4.3.4	Caso teste 4 – Acréscimo de SFVs e Arbitragem do SAE .....	47
4.3.5	Caso teste 5 –Tarifa branca.....	51
4.3.6	Fator de potência .....	55
<b>4.4</b>	<b>Considerações finais do capítulo .....</b>	<b>55</b>
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES.....</b>	<b>56</b>
<b>5.1</b>	<b>Considerações iniciais .....</b>	<b>56</b>
<b>5.2</b>	<b>Sugestões para trabalhos futuro .....</b>	<b>57</b>
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>58</b>

## 1 INTRODUÇÃO

O uso de Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) junto à geração de energias distribuídas e renováveis vem se tornando uma realidade para os consumidores de todas as escalas, principalmente devido à recente Lei nº 14.300 de 2022. A Lei prevê o uso de SAE junto a sistemas de microgeração que são centrais geradoras de energia elétrica com potência instalada em corrente alternada de até 75 kW e minigeração distribuídas que são centrais geradoras de energia elétrica renovável ou cogeração qualificada com potência instalada em corrente alternada maior que 75 kW e menor ou igual que 5 MW (BRASIL, 2022).

Devido à natureza intermitente inerente das fontes renováveis das microgerações e minigerações, parte da sua geração torna-se não despachável, ocasionando um custo relevante para a rede elétrica, em termo de aumento de complexidade técnica e de operação do sistema a nível nacional. Apesar disso, os SAE também podem ser uma alternativa para atenuar as variações nas curvas de carga, aliviando o aumento da parcela da participação de fontes intermitentes (DE CASTRO et al., 2016).

Com a queda nos preços das baterias, principalmente as de íons de lítio, que no intervalo de 2010 até 2020 apresentaram uma queda de 89% em seu custo final para o consumidor final, os SAE que utilizam baterias podem ser usados como uma solução para a geração intermitente da geração fotovoltaica (FV), principalmente no Brasil, que possui grande recurso solar e crescimento na aplicação de sistemas FV (MARIANO; URBANETZ, 2020; GREENER, 2021).

Além disso, também pode-se aplicar a análise de arbitragem por SAE, que consiste em comprar energia a um preço mais baixo e vendê-la a um preço mais alto, para a modulação da curva de carga de um sistema de energia. Para isso, faz-se o uso de tarifas de energia elétrica que são determinadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e variam de acordo com o tipo de consumidor, o horário de consumo e a localização geográfica. A arbitragem de energia elétrica pode gerar benefícios econômicos para os agentes envolvidos, além de contribuir para a eficiência do sistema elétrico nacional.

## **1.1 Justificativa**

O tema deste trabalho é relevante para o desenvolvimento sustentável e a segurança energética do país. Os sistemas de armazenamento de energia permitem aproveitar melhor os recursos renováveis, como a energia solar, e reduzir as perdas e os custos de transmissão e distribuição. Além disso, a geração distribuída possibilita que os consumidores se tornem prosumidores, ou seja, produtores e consumidores de energia, contribuindo para a diversificação da matriz energética e a democratização do acesso à energia.

## **1.2 Objetivos**

### **1.2.1 Objetivo geral**

O objetivo geral do trabalho é a análise de sistemas de armazenamento de energia considerando diferentes perspectivas de arbitragem energética para a melhoria da qualidade de energia elétrica de uma rede de distribuição.

### **1.2.2 Objetivos específicos**

São objetivos específicos do trabalho:

- Avaliar o modelo de armazenamento para a arbitragem de energia elétrica;
- Avaliar o despacho dos sistemas de armazenamento de energia considerando tarifas dinâmicas;
- Avaliar o uso de tarifas dinâmicas para o sistema brasileiro de distribuição.

## **1.3 Organização do trabalho**

Este trabalho está disposto em cinco capítulos. No capítulo 1 foi exposta a introdução sobre os temas que cercam o contexto dos SAE e da arbitragem de energia elétrica atualmente, assim como os objetivos deste trabalho.

No capítulo 2, será apresentada a revisão bibliográfica sobre o uso e aplicações técnicas dos SAE e da arbitragem de energia elétrica em unidades consumidoras, expostos na literatura.

No capítulo 3, apresenta-se a metodologia proposta de acordo com as informações obtidas nos capítulos anteriores.

No capítulo 4 são descritos e apresentados os principais resultados de simulação. Também são demonstrados os comportamentos da curva de carga, perfil de tensão e fator de potência da subestação, antes e após a aplicação da metodologia proposta.

No capítulo 5 são descritas as principais conclusões do trabalho e algumas possibilidades para trabalhos futuros.

## 2 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NO CONTEXTO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO

### 2.1 Considerações iniciais

Este capítulo aborda os SAE, destacando as aplicações dos SAE em redes de distribuição e também aspectos sobre a diminuição da demanda máxima e a combinação de SAE com painéis fotovoltaicos, bem como os modos de operação dos SAE, tanto para o consumidor quanto para a concessionária.

### 2.2 Tarifas dinâmicas de eletricidade

Com o crescimento dos recursos energéticos distribuídos e energias renováveis, o consumidor vem mudando seu papel, deixando de ser responsável apenas por arcar com o preço de sua fatura de energia de forma passiva e tornando-se alguém capaz de tomar as decisões de preços de forma mais ativa. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) classifica as principais Tarifas Dinâmicas (TD) como (EPE, 2021):

- ***Time-of-use (TOU)***: São os tipos de tarifas usadas no Brasil como as tarifas verde, azul e branca. São tarifas programadas em períodos de tempo divididos pelo dia, estas são determinadas pelo custo da geração e transmissão e como esses valores variam com o tempo as tarifas devem ser ajustadas em determinado tempo.
- ***Critical Peak Pricing (CPP)***: Usuários desta tarifa têm preços de energia mais elevados em dias de estresse da rede e que o custo de geração está elevado, mas em dias de funcionamento normal estes recebem desconto sobre o preço padrão da tarifa.
- ***Peak Time Rebate (PTR)***: Essa tarifa notifica o usuário quando a demanda de energia está alta e recompensa o usuário que mudar o uso de energia para outro momento de menor demanda. O usuário pode optar por não participar e pagar a tarifa em vigor.

- **Real Time Pricing (RTP):** Esta tarifa representa o custo mais atual de geração e transmissão de energia, podendo ter um tempo de horas ou um dia para informar o consumidor com antecedência.

A tarifa energética brasileira no modelo TOU, ou tarifa horária, é uma estratégia adotada no país para incentivar o consumo de energia elétrica fora dos horários de pico. Nesse modelo, o valor da energia varia de acordo com o horário de utilização, sendo mais barato durante os períodos de menor demanda, como a madrugada, e mais caro durante os horários de maior consumo, como o início da noite. Essa política tem como objetivo promover o uso mais consciente da energia elétrica, buscando a redução do consumo em momentos críticos e a melhor distribuição da demanda ao longo do dia. Com a implementação da tarifa TOU, espera-se uma maior eficiência energética e uma contribuição para a sustentabilidade do setor elétrico brasileiro.

Alguns países já fazem uso de tarifas dinâmicas como por exemplo a Espanha que em algumas regiões faz o uso do RTP de onde foram retiradas as curvas de preço para este trabalho.

## 2.3 Recursos energéticos distribuídos e o SAE

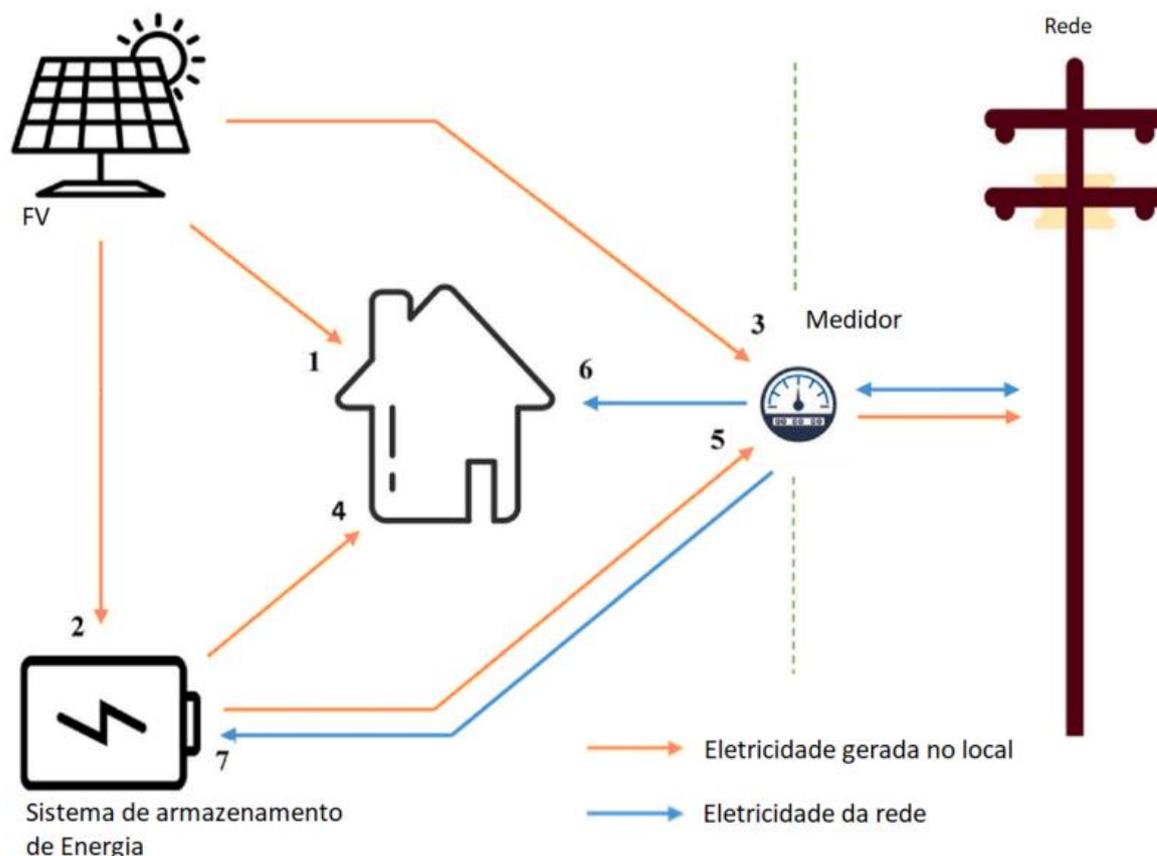
O uso de Sistema Fotovoltaico (SFV) e SAE nas instalações elétricas pode tornar mais dinâmico o papel do consumidor frente a participação no sistema, tornando-o mais ativo com função de prosumidor, o qual pode usar a energia ou vendê-la nos intervalos de tempo que lhe for favorável. No exemplo da **Figura 2.1** estão apresentados elementos que compõem o sistema de geração distribuída referente a um SFV com a utilização de SAE. A seguir serão apresentados os principais tópicos relacionados a recursos energéticos e o uso de SAE.

### 2.3.1 Painéis Solares Fotovoltaicos

Devido a fácil instalação, os painéis solares fotovoltaicos foram responsáveis por um quarto da geração renovável do mundo no ano de 2020 (IRENA, 2021). A célula fotovoltaica funciona através do efeito fotoelétrico que mostra a capacidade de

um elétron de absorver a carga de um fóton em um material semiconductor (HERNÁNDEZ-CALLEJO; GALLARDO-SAAVEDRA; ALONSO-GÓMEZ, 2019).

**Figura 2.1** – Diagrama esquemático de SFV com SAE.



- 1 Eletricidade FV consumida no local;
- 2 Excesso da eletricidade FV armazenada na bateria;
- 3 Excesso da eletricidade FV exportada para a rede;
- 4 Eletricidade despachada pela bateria para atender a carga local;
- 5 Eletricidade despachada pela bateria para a rede;
- 6 Eletricidade importada da rede para atender a carga local;
- 7 Eletricidade importada da rede para ser armazenada na bateria.

**Fonte:** Adaptado de Rezaeimozafar et al. (2022, p. 3, tradução livre).

Observa-se que as linhas azuis representam o caminho da energia absorvida da rede, podendo ser usada imediatamente ou armazenada para o uso futuro. As linhas amarelas mostram o uso da energia gerada no local pelo SFV podendo ser usada, armazenada ou injetada na rede.

### 2.3.2 Veículos Elétricos

Os veículos elétricos (VE) são, em sua maior parte, uma carga para o sistema de distribuição. O estudo de Saldanha et al. (2017) apresentou que os VEs também podem ser usados para serviços auxiliares para a rede, através do conceito V2G (*vehicle-to-grid*), basicamente sendo usado com um SAE. Nesse sentido, apenas um VE não faria muita diferença para a rede, então estes são combinados em frotas chamadas de agregadores que facilitam a operação de controle pelo sistema.

### 2.3.3 Sistemas de Armazenamento

São os sistemas responsáveis por armazenar a energia em várias formas como química, mecânica, térmica, entre outras, para depois as converter para energia elétrica. Alguns desses SAE são mostrados na **Figura 2.2**.

**Figura 2.2** – Sistemas de armazenamento de energia.



**Fonte:** Elaborado pelo autor.

Os sistemas de armazenamento mais utilizados em aplicações em redes de distribuição de energia são: chumbo-ácido, íons de lítio e as baterias de fluxo, na **Tabela 1** estão apresentados alguns parâmetros dessas baterias.

**Tabela 1 – Parâmetros técnicos dos sistemas de armazenamento de energia.**

Tecnologia	Densidade de Potência	Densidade de Energia	Potência específica	Energia específica	Potência	Eficiência	Ciclos de carga-descarga	Vida útil
	(kW/m <sup>3</sup> )	(kWh/m <sup>3</sup> )	(W/kg)	(Wh/kg)	(MW)	(%)	(ciclos)	(anos)
Chumbo-ácido	10–400	25–90	10–200	30–80	0–20	70–90	500–1000	5–15
Íons de lítio	50–800	90–500	500–2000	100–200	0–0.1	85–90	1000–10000	5–15
Fluxo	2.5–33.5	10–33	80–150	30–50	0.03–3	75–85	>12000	5–10

Fonte: Adaptado de Rezaeimozafar et al. (2022, p. 3), **tradução livre**.

- **Chumbo-ácido:** as baterias de chumbo-ácido apresentam a maior parcela de uso nos sistemas de potência por ser a mais antiga e de menor custo, mas como sua densidade é bem abaixo das outras opções e por ter em sua composição químicos tóxicos como chumbo e ácido sulfúrico (JUNG; ZHANG; ZHANG, 2016) faz dessa uma opção que vai perder a sua importância com o barateamento das outras opções.
- **Íons de lítio:** com o grande investimento em veículos elétricos as baterias de íons de lítio tiveram uma rápida evolução tecnológica, sua densidade energética triplicou nos últimos 10 anos e houve uma grande queda em seu custo neste mesmo período (GREENER, 2022).
- **Bateria de fluxo:** as baterias de fluxo têm uma grande eficiência, com alto ciclos de carga e descarga e possui alta capacidade de armazenamento fazendo dela uma boa opção para usos industriais, mas por utilizar fluidos caros, corrosivos e tóxicos e ter que fazer uso de energia local para o bombeamento desses fluidos faz com que a utilização dela para uso residência seja inviável (VAZQUEZ et al., 2010).

As baterias de íons de lítio têm se destacado como uma opção superior em comparação com as baterias de fluxo e de chumbo-ácido em vários aspectos. Alguns deles são: densidade de energia, já que as baterias de íons de lítio possuem uma densidade de energia significativamente mais alta do que as baterias de fluxo e de chumbo-ácido. Isso significa que podem armazenar mais energia em um tamanho menor.

**Eficiência:** As baterias de íons de lítio são altamente eficientes em termos de conversão de energia. Elas têm uma taxa de eficiência de carga e descarga relativamente alta, o que significa que menos energia é desperdiçada durante o processo de carregamento e descarregamento. Por outro lado, as baterias de fluxo e de chumbo-ácido geralmente têm eficiências mais baixas.

**Ciclos de vida:** As baterias de íons de lítio têm uma vida útil mais longa em comparação com as baterias de fluxo e de chumbo-ácido. Elas são capazes de suportar um número significativo de ciclos de carga e descarga antes de sua capacidade diminuir. Em contraste, as baterias de chumbo-ácido, em particular, são mais suscetíveis a problemas que podem reduzir sua vida útil.

**Menor peso:** As baterias de íons de lítio são significativamente mais leves do que as baterias de fluxo e de chumbo-ácido, o que as torna ideais para aplicações em que o peso é um fator crítico. Isso é particularmente importante em setores como o de veículos elétricos, onde o peso da bateria pode afetar o desempenho e a eficiência do veículo.

## 2.4 Aplicações de SAE

### 2.4.1 Aplicações de SAE para a concessionária de energia

O uso de SAE pode beneficiar as redes de distribuição de energia e os principais aspectos estão relacionados à regulação de tensão, frequência e suprimento de reserva girante.

- **Regulação de tensão e frequência:** o equilíbrio entre demanda e oferta de potência é o que define a regulação de frequência e tensão na rede de distribuição.
- **Reserva girante:** se há uma grande quantidade de usuários de SAE a concessionária de energia pode fazer o controle para que esses sejam usados como uma reserva para a rede elétrica (KIM; DEL-ROSARIO-CALAF; NORFORD, 2017).

Dada a necessidade de reserva girante e fazendo o uso de SAE, por exemplo, tem-se uma resposta mais rápida do que o uso de uma usina complementar e um

custo menor para a mesma finalidade. Além disso, a rede de distribuição de energia conseguiria ter uma melhor qualidade de tensão e frequência (REZAEIMOZAFAR et al., 2022).

#### 2.4.2 Aplicações de SAE para o consumidor

Para o consumidor, os benefícios do uso de SAE trazem uma maior independência do uso da rede de distribuição da concessionária de energia. Destacam-se (NGUYEN; BYRNE, 2017):

- **Deslocamento de consumo:** com tarifas que variam ao longo do dia, o usuário de SAE pode armazenar energia durante um período fora de ponta e utilizar em um período de ponta.
- **Arbitragem:** utilizado em conjunto com o anterior, os SAE absorvem energia da rede durante um momento de menor custo para uso local ou venda de volta para a rede em um momento de custo maior.
- **Diminuição de demanda contratada:** para consumidores com grandes picos de curta duração, essa opção consegue diminuir esse pico com a descarga dos SAE no momento deste pico fazendo com que a demanda contratada possa ser menor.
- **Autoconsumo local de geração renovável:** geradores de energia renovável como fotovoltaico, que tem o pico de geração durante o dia, podem armazenar o excedente para o uso em outros horários.
- **Confiabilidade do serviço elétrico:** armazenar a energia em um momento com abastecimento e uso quando o abastecimento é interrompido.
- **Qualidade do serviço elétrico:** proteção para equipamentos locais contra flutuação da tensão e frequência.

Os sistemas de armazenamento permitem que os comerciantes acumulem eletricidade durante os períodos de baixa demanda ou preços baixos e, em seguida, revendam essa energia durante os períodos de alta demanda ou preços mais altos. Isso permite maximizar os lucros ao capturar as variações de preço ao longo do tempo (KRISHNAMURTHY et al., 2018).

Os sistemas de armazenamento, como baterias de íons de lítio, permitem uma gestão mais eficiente da arbitragem de energia, pois podem armazenar a eletricidade excedente durante os períodos de menor demanda e liberá-la posteriormente, quando os preços estiverem mais elevados. Essa combinação de arbitragem e armazenamento de energia tem o potencial de otimizar o aproveitamento das diferenças de preço na rede elétrica (ZAKERI; SYRI, 2015).

## **2.5 Considerações finais**

Neste capítulo, foram discutidas as diferentes tarifas dinâmicas e também como as baterias de íons de lítio se destacam das demais. Essas tecnologias permitem que a energia gerada pelos SAE seja armazenada ou transferida para diferentes momentos e finalidades, trazendo vantagens tanto para o consumidor quanto para a concessionária. A metodologia proposta será apresentada no capítulo seguinte.

### 3 METODOLOGIA

#### 3.1 Considerações iniciais

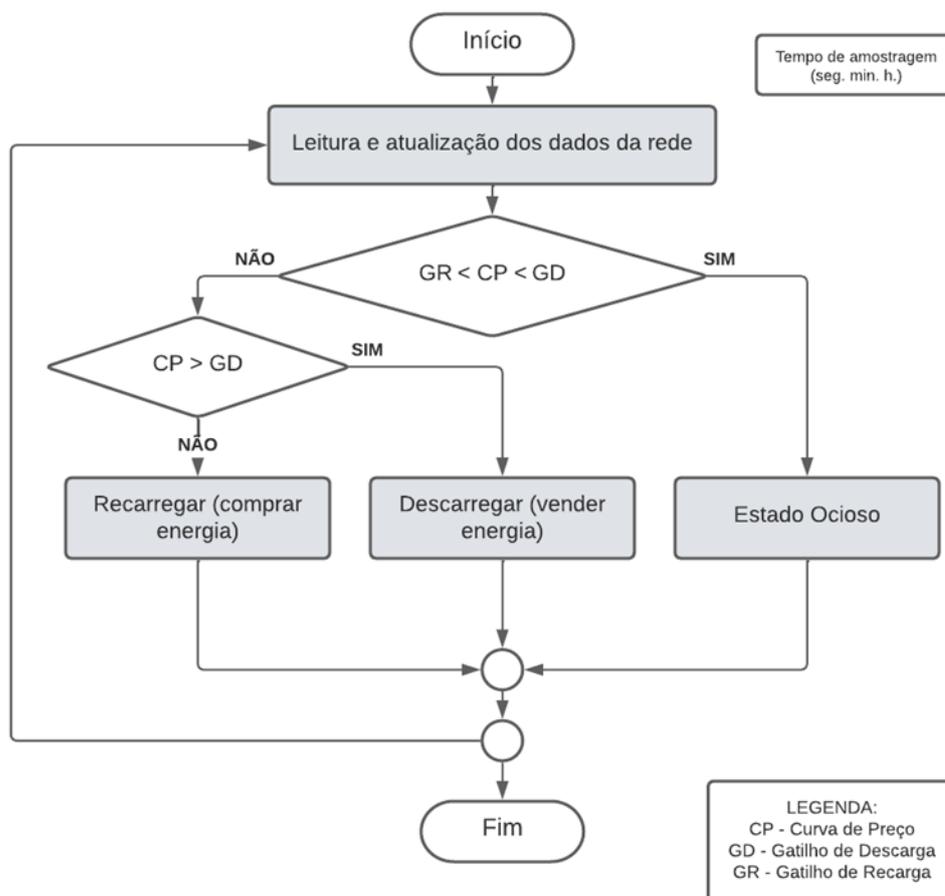
Este capítulo apresenta a metodologia para a realização da arbitragem de energia elétrica usando os SAE, também apresenta a arquitetura utilizada para as análises das curvas de preço e modo de decisão do armazenador no *software* *OpenDSS*<sup>®</sup> no modo *Price*.

#### 3.2 Arquitetura proposta

A **Figura 3.1** apresenta o fluxograma da arquitetura proposta. Com uma Curva de preço (CP), deve-se estipular o Gatilho de Descarga (GD) e o Gatilho de Recarga (GR) que representam respectivamente o valor mínimo que o consumidor aceita pagar pela energia e o valor máximo que o consumidor aceita pagar pela energia.

Quando o Valor da CP estiver entre os valores dos gatilhos GD e GR o SAE é colocado no estado ocioso, no momento que o valor de CP estiver acima do GD o SAE irá fazer a descarga de energia para a rede no caso contrário quando o valor de CP estiver abaixo do GR, então o SAE será carregado tanto por alguma geração distribuída ou pela própria rede.

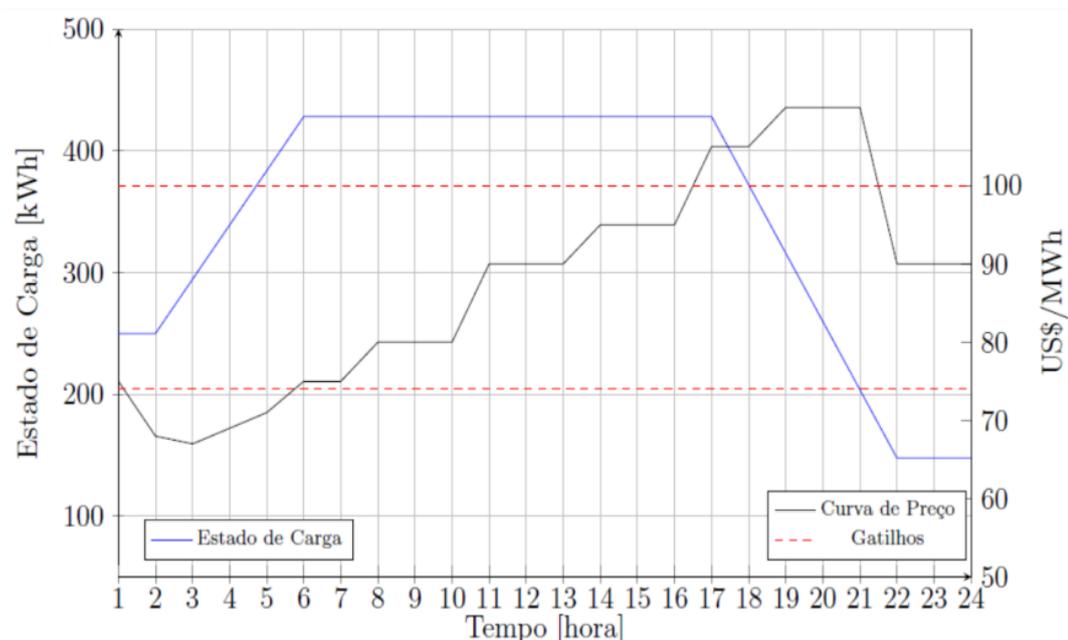
**Figura 3.1** – Fluxograma da metodologia proposta no trabalho.



**Fonte:** Elaborado pelo autor (2023).

A **Figura 3.2** mostra o comportamento do estado de carga em função de uma CP para fazer a recarga ou descarga do SAE a partir de gatilhos previamente definidos. Observa-se que o estado da carga da bateria permanece constante enquanto o valor da curva preço está entre os dois gatilhos.

**Figura 3.2** – Curva do Estado de Carga do modo Preço no armazenador do *OpenDSS*<sup>®</sup>.



**Fonte:** Adaptado de Rocha (2018, p. 18).

Ressalta-se que a linha preta simboliza a curva de preço e, inicialmente, durante as primeiras 6 horas, ela corresponde a um valor inferior ao gatilho de recarga (linha vermelha pontilhada inferior), fazendo com que o SAE armazene energia por ser um período favorável. Por volta das 06h00, o valor da curva de preço está entre os gatilhos fazendo o armazenador permanecer no estado ocioso (linha azul constante) até que o valor da curva de preço ultrapasse o gatilho de descarga (linha vermelha pontilhada superior) o que faz o armazenador começar a descarregar, como mostrado na linha azul entre as 17h00 e 22h00.

### 3.3 Modelagem no software *OpenDSS*<sup>®</sup>

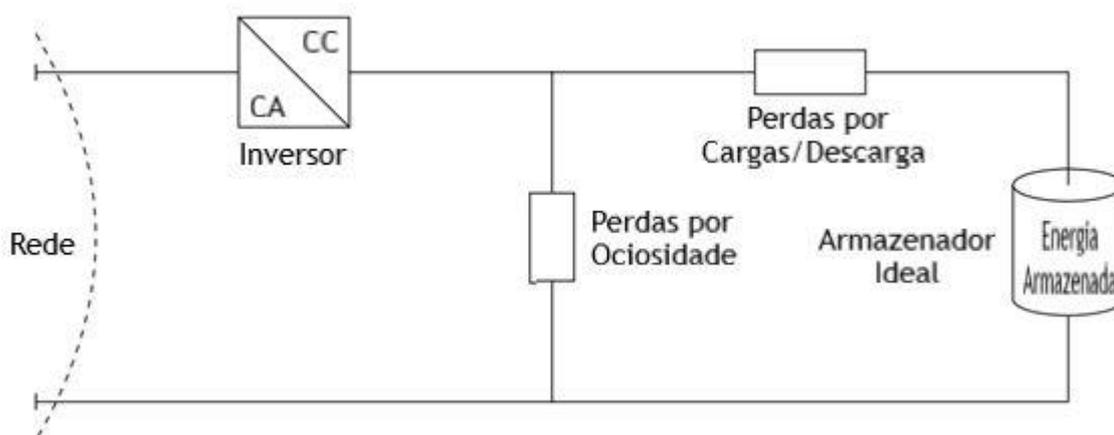
O *OpenDSS*<sup>®</sup> é uma ferramenta de análise de fluxo de potência e contém o elemento de armazenamento de energia, assim como modelos avançados de inversores e para painéis fotovoltaicos.

### 3.3.1 Armazenador (elemento *Storage*)

Na **Figura 3.3** é apresentado modelo de armazenamento do *OpenDSS*<sup>®</sup>. É possível fazer simulações dos estados do armazenador em um momento instantâneo e também com a variação do tempo, a partir dos modos: diário, anual e ciclo de trabalho. Os modos diário e anual são usados para analisar demandas relacionadas à energia com tamanhos de degraus de vários minutos até uma hora. Já o modo de ciclo de trabalho tem como foco o estudo da variação de potência de segunda escala de curto prazo.

O elemento de armazenamento é um elemento de conversão de potência (ECP), que em um alto nível, é modelado como uma carga de potência constante durante o carregamento e como um gerador que pode injetar potência na rede durante a descarga, sempre sujeito à sua potência nominal e à sua capacidade de energia armazenada (EPRI, 2020).

**Figura 3.3** – Elemento de armazenamento do software *OpenDSS*<sup>®</sup>.



Fonte: Adaptado de EPRI (2020, p. 2), tradução livre.

#### 3.3.1.1 Componentes do modelo

- Armazenamento ideal: Representa um armazenamento de energia ideal, sem perdas. Seu Estado de Carga (SOC) varia de acordo com a evolução do estado do elemento entre carregamento, descarregamento e ociosidade junto com as taxas e perdas associadas de carregamento e descarregamento;

- Perdas de carregamento e descarregamento: Representam as perdas de carregamento e descarregamento associadas com a conversão do meio de armazenamento (exemplo: bateria) para energia elétrica e vice-versa. O modelo permite especificar eficiências separadas para carregamento e descarregamento;
- Inversor: Ele permite despachar potência reativa baseada em várias funções, modelando as perdas do inversor e limitando a taxa de carregamento e descarregamento baseado em suas classificações;
- Estado: Representa o estado em que o elemento Armazenamento opera. Os três estados possíveis são: carregando, descarregando e ociosidade;
- Perdas de ociosidade: representam as perdas de autodepleção do armazenamento e as cargas auxiliares (exemplo: refrigeração, controle e equipamentos de comunicação, etc.), que são fornecidos pelo mesmo inversor que o meio de armazenamento de energia/bateria. Quando em estado de descarregamento, as perdas de autodepleção e as cargas auxiliares são fornecidas pelo armazenamento ideal, aumentando a potência que realmente descarrega o elemento. Quando em estado de carregamento, elas são fornecidas pelo inversor e atuam para diminuir o carregamento do armazenamento ideal. Em estado de ociosidade, elas são fornecidas pela rede através do inversor. Note que as cargas auxiliares AC, que não são fornecidas pelo mesmo inversor que o meio de armazenamento/bateria, podem ser modeladas por um objeto de carga conectado em paralelo ao elemento Armazenamento.

### *3.3.1.2 Operação*

O fluxo de potência dentro do elemento de armazenamento é realizado da interface com a rede para o componente de armazenamento ideal. Primeiro, a potência ativa na interface com a rede, kW e kVAr são determinados. Em seguida, todas as perdas (inversor, ociosidade e perdas de carga/descarga) são subtraídas, com o efeito líquido de reduzir a potência que realmente carrega/descarrega o armazenamento ideal.

O fluxo de potência dentro do elemento de armazenamento é calculado de forma idêntica em todos os modos de solução. O fluxo de potência dentro do elemento de armazenamento no instante de simulação  $t$  é calculado com base na potência na interface da rede do elemento de armazenamento obtida da solução final de fluxo de

potência (fluxo de potência executado na última iteração de controle) em instante de simulação  $t$ . Para simulações variáveis no tempo, o *OpenDSS*<sup>®</sup> assume que esse fluxo é constante ao longo do intervalo de tempo até o próximo instante  $t+\Delta t$ , onde  $\Delta t$  é o tamanho do passo de tempo selecionado. A seguinte nomenclatura é usada:

- $P_{in}[t]$ : potência que entra no armazenamento em  $t$  quando ele está em estados de carga ou ociosidade;
- $P_{out}[t]$ : potência que sai do armazenamento ou para a rede em  $t$  quando ele está em estado de descarga;
- $P_{idl}$ : perdas constantes de ociosidade;
- $\eta_{inv}[t]$ : eficiência do inversor em  $t$ ;
- $\eta_{ch}[t]$ : eficiência de carga;
- $\eta_{dch}[t]$ : eficiência de descarga;
- $E[t]$ : energia armazenada em  $t$ ;

### 3.3.1.3 Estado de carregamento

O elemento de armazenamento só pode entrar em estado de carregamento se a quantidade de energia armazenada,  $kWhStored$ , for menor que a capacidade nominal de armazenamento,  $kWhRated$ . A taxa de carga pode ser definida por meio de duas propriedades: kW (como um valor negativo) ou  $\%Charge$  (porcentagem do kW Nominal). O fluxo de potência dentro do elemento de armazenamento durante o estado de carregamento é ilustrado na **Figura 3.4**. Depois que a potência  $P_{in}[t]$  na interface da rede do elemento de armazenamento foi determinada a partir da solução do fluxo de potência, as perdas do inversor de armazenamento são determinadas pela Equação 1:

$$P_{losses,inv}^{ch}[t] = P_{in}[t] * (1 - \eta_{inv}) \quad (1)$$

A potência no lado de corrente contínua do inversor de armazenamento,  $P_{in}[t] * \eta_{inv}[t]$ , fornece as perdas de ociosidade  $P_{idl}$ . As perdas de carregamento são calculadas de forma análoga às perdas do inversor de armazenamento:

$$P_{losses,ch}[t] = (P_{in}[t] * \eta_{inv}[t] - P_{idl}) * (1 - \eta_{ch}) \quad (2)$$

Assim as perdas totais são dadas por:

$$P_{losses,tot}^{ch}[t] = P_{losses,inv}^{ch}[t] + P_{in} + P_{losses,ch}[t] \quad (3)$$

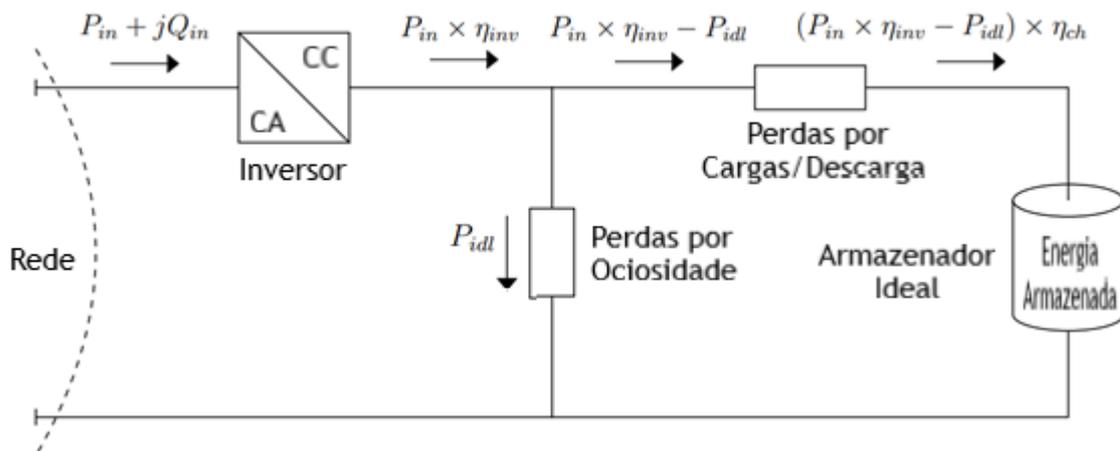
A potência que carrega de forma eficaz o armazenamento ideal,  $P_{eff}^{ch}[t]$ , é definida por:

$$P_{eff}^{ch}[t] = (P_{in}[t] * \eta_{inv}[t] - P_{idl}) \quad (4)$$

Ou:

$$P_{eff}^{ch}[t] = P_{in}[t] - P_{losses,tot}^{ch}[t] \quad (5)$$

**Figura 3.4** – Fluxo de potência do armazenador durante o carregamento.



Fonte: Adaptado de EPRI (2020, p. 5), tradução livre.

#### 3.3.1.4 Estado de descarregamento

O elemento de armazenamento só pode entrar em estado de descarga se a quantidade de energia armazenada for maior do que a capacidade de energia a ser reservada para o funcionamento normal,  $\%Reserve * kWh_{rated}$ . A taxa de descarga é definida com kW (como um valor positivo) ou  $\%Discharge$  (porcentagem do kW Nominal).

O fluxo de potência dentro do elemento de armazenamento durante o estado de descarga é ilustrado na **Figura 3.5**. Após a potência que sai do elemento de

armazenamento,  $P_{out}[t]$  ter sido determinada a partir da solução de fluxo de potência, as perdas do inversor de armazenamento são determinadas por:

$$P_{losses,inv}^{dch}[t] = P_{out}[t] * \left( \frac{1}{\eta_{inv}[t]} - 1 \right) \quad (6)$$

O armazenamento ideal fornece a energia no lado CC do inversor, juntamente com as perdas de marcha lenta e as perdas de descarga. As perdas de descarga são dadas por:

$$P_{losses,dch}[t] = \left( \frac{P_{out}[t]}{\eta_{inv}[t]} + P_{idl} \right) * \left( \frac{1}{\eta_{dch}} - 1 \right) \quad (7)$$

As perdas totais durante o estado de descarga são dadas por:

$$P_{losses,tot}^{dch}[t] = P_{losses,inv}^{dch}[t] + P_{idl} + P_{losses,dch}[t] \quad (8)$$

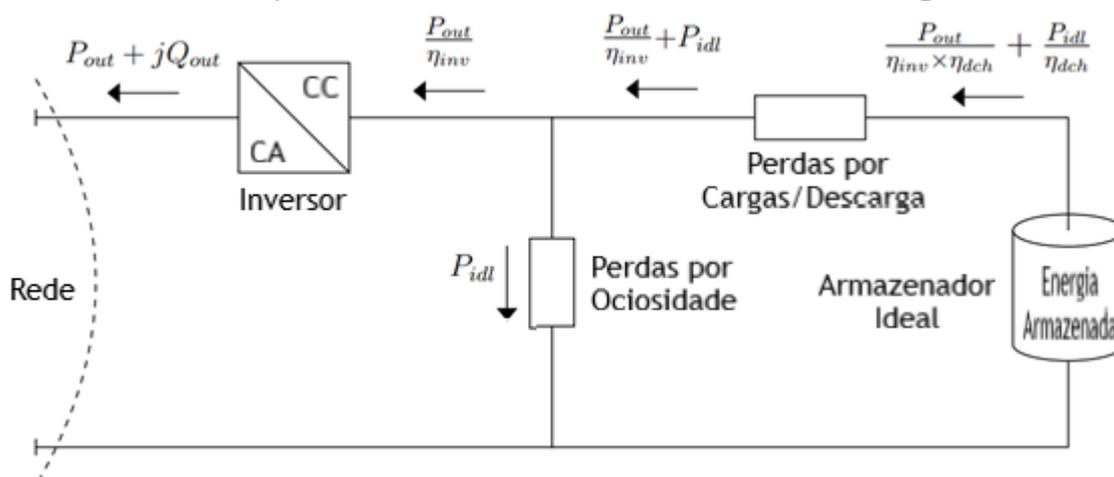
O armazenamento ideal é descarregado efetivamente por uma potência,  $P_{eff}^{dch}[t]$ , que é definida por:

$$P_{eff}^{dch}[t] = \left( \frac{P_{out}[t]}{\eta_{inv}[t]*\eta_{dch}} - \frac{P_{idl}[t]}{\eta_{dch}} \right) \quad (9)$$

Ou:

$$P_{eff}^{dch}[t] = P_{out}[t] + P_{losses,tot}^{dch}[t] \text{ [W]} \quad (10)$$

**Figura 3.5** – Fluxo de potência do armazenador durante o descarregamento.

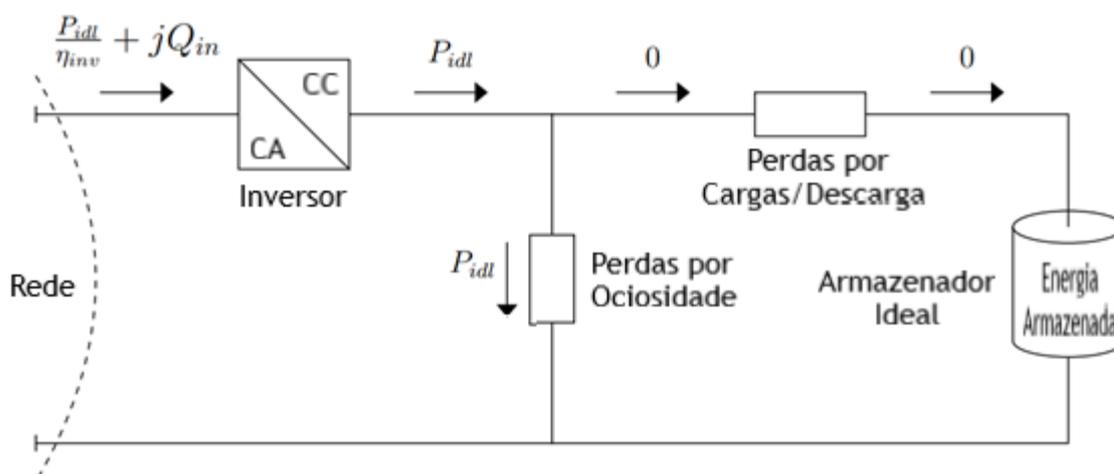


Fonte: Adaptado de EPRI (2020, p. 6), tradução livre.

### 3.3.1.5 Estado ocioso

O elemento de armazenamento, quando está em modo de espera, recebe da rede a energia necessária para compensar as perdas de espera e as perdas do inversor, mantendo assim o estado de carga do armazenador constante, como ilustrado na **Figura 3.6**. Isso significa que o elemento de armazenamento atua como um consumidor. As perdas de ociosidade são definidas como uma fração do kW nominal pela propriedade *%IdlingkW*.

**Figura 3.6** – Fluxo de potência do armazenador durante o estado ocioso.



Fonte: Adaptado de EPRI (2020, p. 6), tradução livre.

### 3.3.2 Modos de operação do elemento *Storage*

- **Padrão (*Default*):** nesse modo são escolhidos dois gatilhos, uma para a recarga e outro para a descarga, conforme a curva de carga muda ao longo do dia, se o valor da forma de onda for maior que o gatilho de descarga, a bateria vai descarregar até chegar no estado de carga reserva ou a forma da onda assumir um valor menor que o gatilho de descarga, agora, quando a curva de carga for menor que o gatilho de recarga a bateria ira carregar até totalmente carregada ou a forma da carga assumir um valor maior que o gatilho de recarga. A bateria vai carregar ou descarregar em uma potência constante (EPRI, 2020).
- **Nível de carga (*LoadLevel*) e Preço (*Price*):** muito parecido com o modo padrão, os modos nível de carga e preço também tem gatilhos, no modo preço os gatilhos vão determinar o maior valor que o consumidor está disposto a pagar pela energia e o menor valor que ele está disposto a vende-la. Para o Nível de carga a curva de carga representa alguma propriedade como por exemplo tensão ou frequência (EPRI, 2020).
- **Seguidor (*Follow*):** neste modo o estado da carga segue a forma de onda até que esteja totalmente carregada ou descarregada, contrário do modo padrão a carga e descarga não tem uma potência constante, mas sim depende do multiplicador da curva (EPRI, 2020).
- **Externo (*External*):** este modo é escolhido automaticamente quando um controlador de armazenamento externo é usado para controlar a carga e descarga das baterias (EPRI, 2020).

O modo *Price* do armazenador do *OpenDSS*<sup>®</sup> oferece diversas vantagens, incluindo a análise de custos e planejamento de investimentos, análise de riscos, simulação de mercados de energia e avaliação de políticas energéticas. Essas funcionalidades permitem que os usuários simulem diferentes cenários e tomem decisões mais informadas para a operação do sistema elétrico. Junto ao SAE e aplicando o conceito de arbitragem energética o modo *Price* do *OpenDSS*<sup>®</sup> formam a base na qual esse trabalho se sustenta.

### 3.3.3 Potência entregue ao circuito pelo PVSystem

Os passos tomados para obter a potência entregue ao circuito no passo de tempo,  $t$ , são apresentados nesta seção como em (EPRI, 2020).

Passo 1: Cálculo da potência de saída do arranjo fotovoltaico A irradiância em um passo de tempo,  $t$ , é convertida em potência de saída em corrente contínua do arranjo fotovoltaico,  $P_{dc}[t]$ , de acordo com a Equação 11.

$$P_{dc}[t] = P_{mpp} * irradiance * irradiance[t] * PT_{Curve}(Temperature[t]) \quad (11)$$

Onde:

- $P_{mpp}$ : A potência máxima nominal do arranjo fotovoltaico, em kW, para uma irradiância de  $1 \frac{kW}{m^2}$  e uma temperatura definida pelo usuário. A propriedade  $PT_{Curve}$  (abaixo) deve ser definida em relação à temperatura definida pelo usuário.
- $irradiance$ : Valor base da irradiância em  $\frac{kW}{m^2}$ , para simulações estáticas, este valor representa a irradiância presente no arranjo fotovoltaico e, portanto, não há necessidade de definir  $irradiance[t]$ ;
- $irradiance[t]$ : Valor da curva de irradiância anual, diária ou de serviço no passo de tempo,  $t$ ;
- $PT_{Curve}(Temperature[t])$ : Valor do fator de correção no passo de tempo  $t$  devido à temperatura  $Temperature[t]$ ;
- $Temperature[t]$ : Valor da curva de temperatura no passo de tempo  $t$ . Para simulações estáticas, no entanto, o usuário deve definir a temperatura presente  $Temperature$  em vez desta propriedade.

## 3.4 Considerações finais do capítulo

Neste capítulo apresentou-se a modelagem da arbitragem de energia elétrica, utilizando um sistema de armazenamento de energia (SAE) com base em uma curva de preço (CP). A CP representa o valor da energia elétrica, que pode apresentar

diferença de valores entre regiões geográficas e horários. Já os SAE, podem controlar o seu despacho a partir da compra e venda de energia utilizando a variação de preços das tarifas.

Para isso, definiram-se dois gatilhos: o gatilho de descarga (GD) e o gatilho de recarga (GR), que representam respectivamente o valor mínimo e o valor máximo que o consumidor aceita pagar pela energia. Os SAE operam em três estados: ocioso, descarga e recarga, dependendo do valor da CP em relação aos gatilhos.

## 4 RESULTADOS

### 4.1 Considerações iniciais

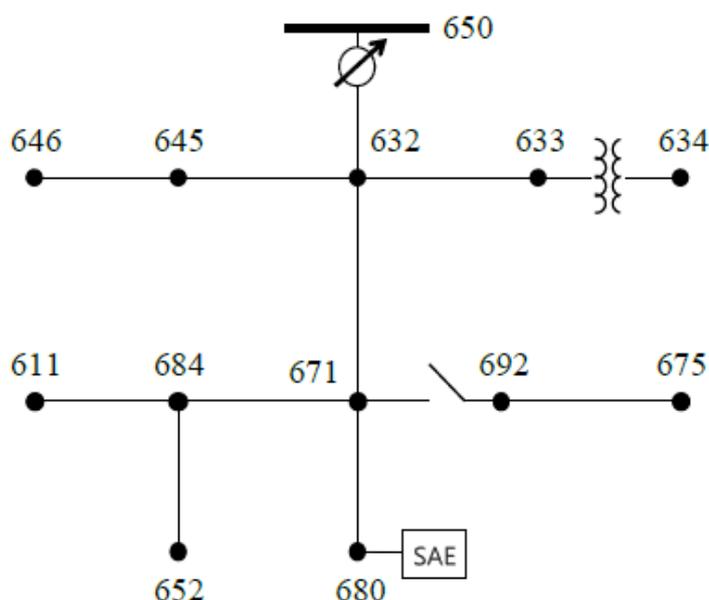
Este capítulo mostra os resultados do trabalho a partir do detalhamento dos parâmetros das simulações e discussões com o uso do SAE no software *OpenDSS*<sup>®</sup>. São apresentados 5 testes em análises distintas.

### 4.2 Sistema de teste de 13 barras da IEEE

O sistema teste de 13 barras é referência utilizado na comunidade de sistemas de potência para testar e avaliar novos algoritmos e técnicas para análise e controle de sistemas de energia. Ele faz parte dos alimentadores de distribuição do IEEE, que são uma coleção de sistemas de teste que representam diferentes tipos de sistemas de distribuição encontrados no mundo real. O sistema 13 barras é comumente usado para estudar o fluxo de energia, a regulação de tensão e a análise de falhas em sistemas de distribuição.

A **Figura 4.1** demonstra o sistema de 13 barras que é utilizado neste trabalho. O sistema fotovoltaico e também o SAE foram instalados na barra 680 por ser a barra mais distante da subestação.

**Figura 4.1** – Sistema de teste de 13 barras IEEE.



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Este sistema possui um transformador rebaixador na subestação, que alimenta o sistema e tem as seguintes especificações: tensão 115/4,16 kV, potência de 5000 kVA, conexão tipo estrela. Ainda na subestação são encontrados 3 reguladores de tensão monofásicos de 2,4 kV e 1666,7 kVA.

Um transformador de distribuição com a tensão de 4,16/0,480 kV e uma potência de 500 kVA conectado as duas barras por conexões estrela está localizado entre as barras 633 e 634. Existem 2 bancos de capacitores, um é encontrado na barra 675, este é trifásico com tensão 4,16 kV e potência 600 kVAr, o outro está na barra 611 na fase (c) com tensão de 2,4 kV e potência de 100 kVAr. Uma chave seccionadora está localizada entre as barras 671 e 692.

Na Tabela 2 estão apresentadas as especificações da rede de média tensão do sistema de 13 barras: barras iniciais e finais, número de fases, comprimento e resistência, reatância e capacitância por fase por quilômetro.

**Tabela 2 – Especificações das linhas do sistema IEEE 13 barras modificado.**

Linha	Fases	Barra Inicial	Barra Final	Comprimento(km)	ra (Ω/km)	xa (Ω/km)	ca (nF/km)	rb (Ω/km)	xb (Ω/km)	cb (nF/km)	rc (Ω/km)	xc (Ω/km)	cc (nF/km)
650632	3	650	632	0,6096	0,2153	0,6325	10,3833	0,2097	0,6511	9,8228	0,2121	0,643	9,2936
632670	3	632	670	0,203302	0,2153	0,6325	10,3833	0,2097	0,6511	9,8228	0,2121	0,643	9,2936
670671	3	670	671	0,4062984	0,2153	0,6325	10,3833	0,2097	0,6511	9,8228	0,2121	0,643	9,2936
671680	3	671	680	0,3048	0,2153	0,6325	10,3833	0,2097	0,6511	9,8228	0,2121	0,643	9,2936
632633	3	632	633	0,1524	0,4676	0,7341	9,3931	0,4645	0,7446	8,5359	0,4621	0,7526	8,9508
632645	2	632	645	0,1524	0	0	0	0,8226	0,8431	7,6902	0,8261	0,837	7,7626
645646	2	645	646	0,09144	0	0	0	0,8226	0,8431	7,6902	0,8261	0,837	7,7626
692675	3	692	675	0,1524	0,496	0,2773	159,6994	0,4903	0,2511	159,4994	0,4898	0,2773	159,6994
671684	2	671	684	0,09144	0,8226	0,8431	7,6902	0	0	0	0,8261	0,837	7,7626
684611	1	684	611	0,09144	0	0	0	0	0	0	0,8259	0,8373	7,4488
684652	1	684	652	0,24384	0,8242	0,3184	146,6753	0	0	0	0	0	0

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

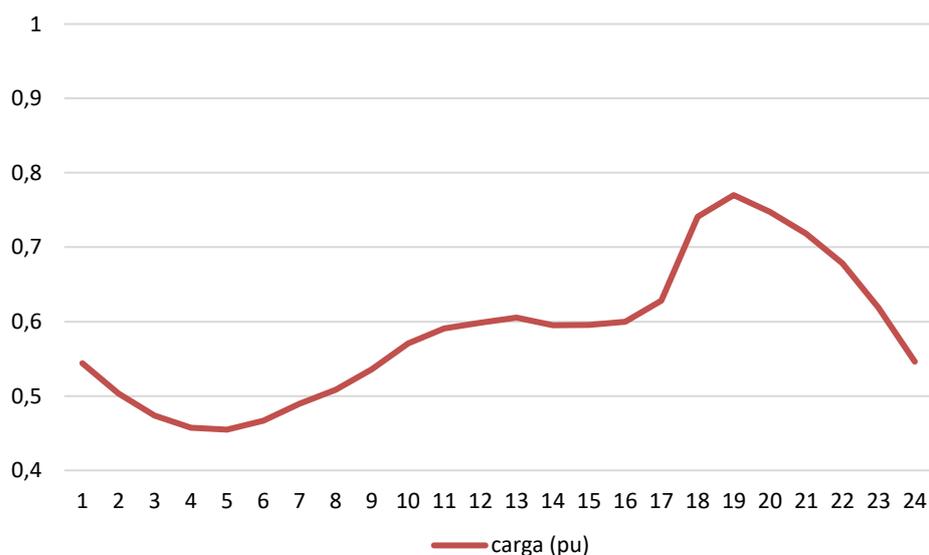
As especificações das cargas do sistema de 13 barras estão descritas na **Tabela 3** com as seguintes informações: localização da barra, tensão, potência ativa e reativa, e o tipo de conexão com a rede energia elétrica.

**Tabela 3** – Especificações das cargas do sistema IEEE 13 barras modificado.

Carga	Barra	Tipo de conexão	Tensão (kV)	Potência ativa (kW)	Potência Reativa (kvar)
Load 671	671	Delta	4,16	1155	660
Load 634a	634	Estrela	0,277	160	110
Load 634b	634	Estrela	0,277	120	90
Load 634c	634	Estrela	0,277	120	90
Load 645	645	Estrela	2,4	170	125
Load 646	646	Delta	4,16	230	132
Load 692	692	Delta	4,16	170	151
Load 675a	675	Estrela	2,4	485	190
Load 675b	675	Estrela	2,4	68	60
Load 675c	675	Estrela	2,4	290	212
Load 611	611	Estrela	2,4	170	80
Load 652	652	Estrela	2,4	128	86
Load 670a	670	Estrela	2,4	17	10
Load 670b	670	Estrela	2,4	66	38
Load 670c	670	Estrela	2,4	117	68

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

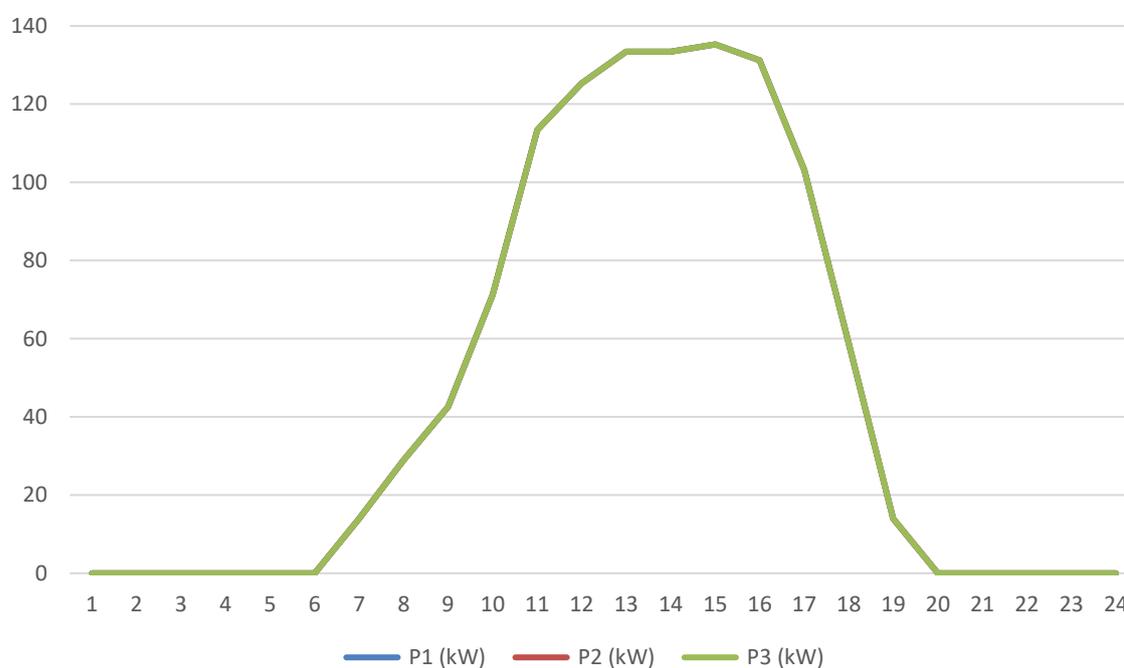
A curva de carga do sistema é mostrada na **Figura 4.2**. Observa-se uma curva comumente residencial, demonstrando que a utilização do sistema é maior nos horários no final da tarde e menor durante a madrugada.

**Figura 4.2** – Curva de carga do sistema em pu (por unidade).

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Nas simulações foi utilizada uma bateria trifásica alocada no barramento 680 e tem como parâmetros: 2000 kWh armazenados, tensão de 4,16 kV e 350 kW de potência de saída. Foram considerados dois sistemas fotovoltaicos, um com potência de 600 kVA no barramento 634 e outro na barra 680 com uma potência base de 600 kVA. A **Figura 4.3** mostra a potência do sistema FV ao longo do dia, é possível analisar que a potência é balanceada entre as fases e que a potência por fase é igual a um terço da potência base.

**Figura 4.3** – Curva de referência de potência dos sistemas FVs das barras 680 e 634.



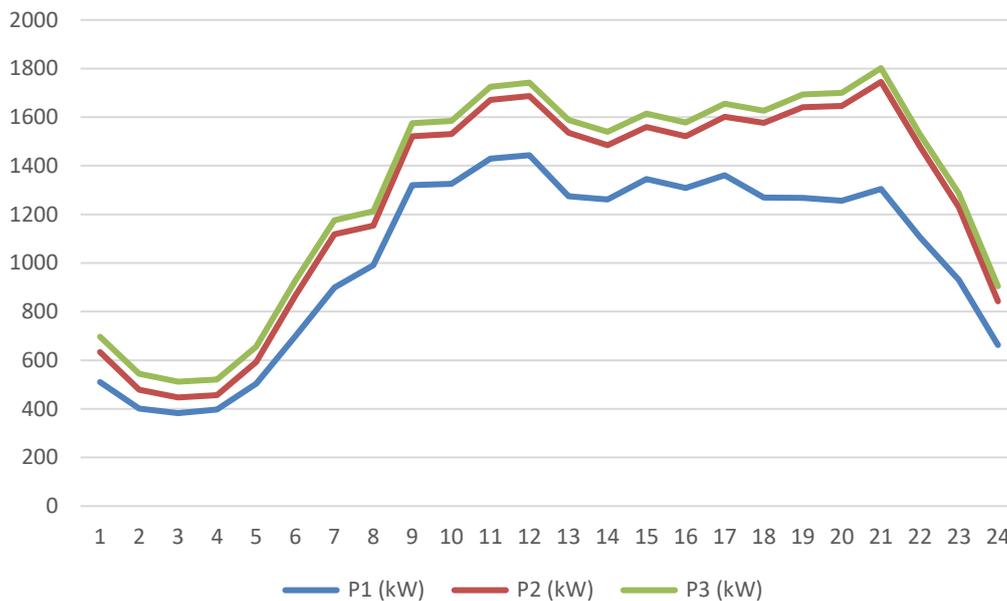
Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

## 4.3 Estudos de casos

### 4.3.1 Teste 1 – Caso referência

Este sistema desconsidera o SAE e os sistemas fotovoltaicos visando ter uma referência para comparar as contribuições que estes sistemas podem vir a proporcionar ao sistema.

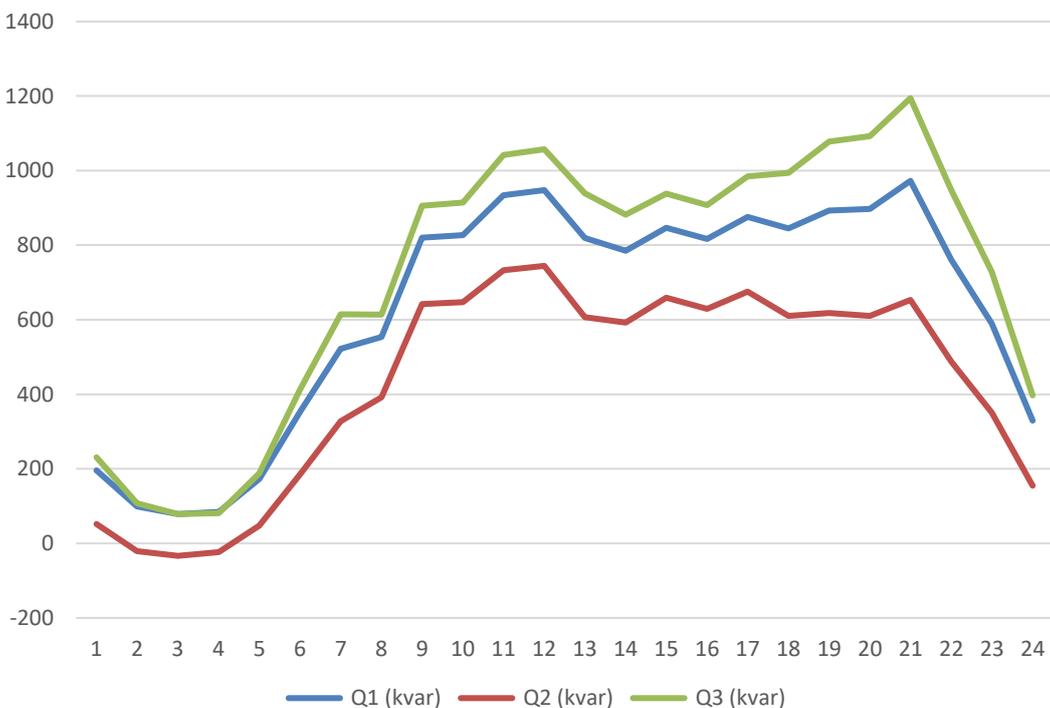
**Figura 4.4 – Gráfico da potência ativa na subestação.**



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A **Figura 4.4** e a **Figura 4.5** representam os gráficos de potência ativa e reativa na subestação, respectivamente, sem a influência do SAE e do sistema FV.

**Figura 4.5 – Gráfico da potência reativa na subestação.**



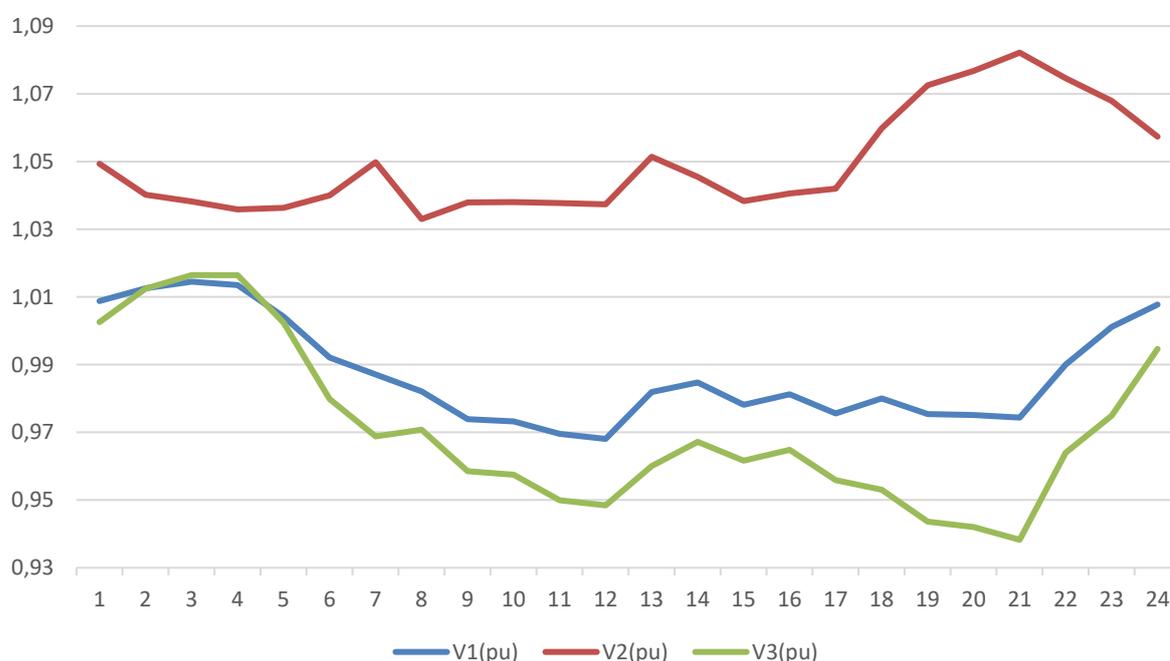
Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

As curvas de potência da subestação demonstram um perfil de consumo residencial e industrial. No gráfico, observa-se que a potência reativa é negativa durante a uma parte da madrugada, isso pode ocorrer devido à presença de capacitores, que são elementos que armazenam energia elétrica no campo elétrico e devolvem para a rede. Os capacitores podem ser usados para compensar a potência reativa consumida pelos equipamentos indutivos e melhorar o fator de potência.

Durante o dia, a potência reativa se torna positiva, o que significa que a subestação está consumindo potência reativa. Isso pode ocorrer devido ao aumento da demanda de equipamentos indutivos, como motores e transformadores, que necessitam de potência reativa para funcionar. Os picos de potência reativa ocorrem às 11h00 e às 21h00 horas, que são horários de maior atividade na subestação.

A **Figura 4.6** mostra o perfil de tensão na barra 680 sem a influência do sistema PV e do SAE.

**Figura 4.6** – Tensão na barra 680 sem a influência do sistema FV e do SAE.



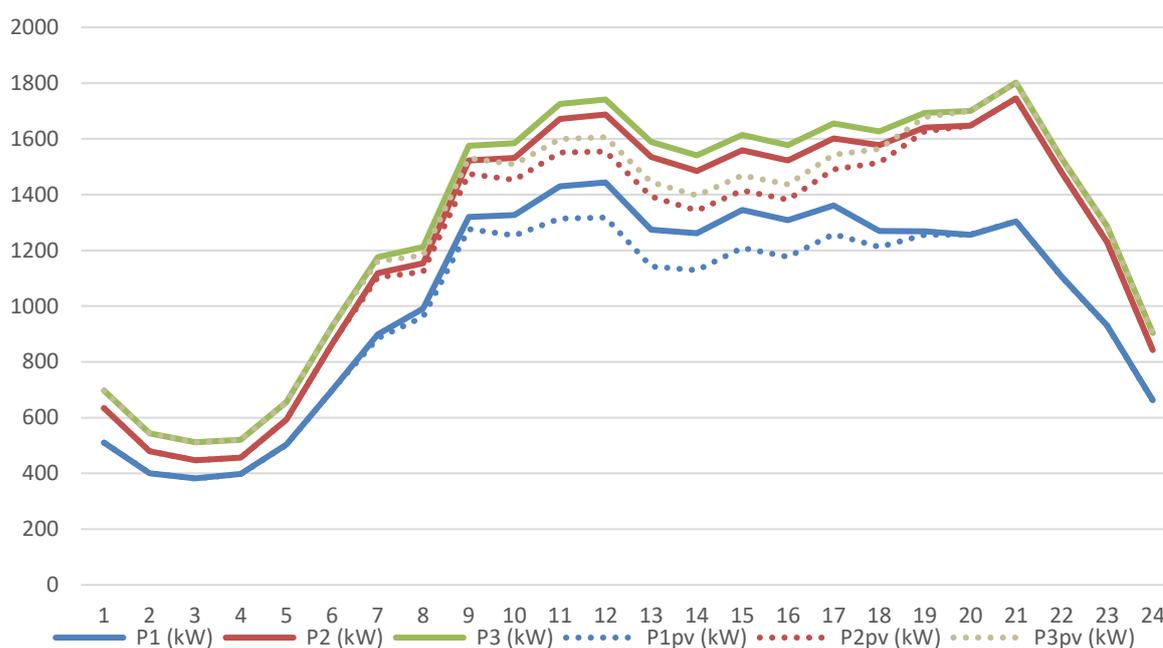
**Fonte:** Elaborado pelo autor (2023).

Pode-se ver o desbalanço das tensões devido as cargas trifásicas desbalanceadas em algumas barras do sistema de 13 barras como descrito na **Tabela 3**.

#### 4.3.2 Caso teste 2 – Acréscimo de SFVs e SAE

No sistema teste 2 foram adicionados a influência dos painéis fotovoltaicos. A linha pontilhada demonstra o efeito dos painéis FV na curva de potência da subestação.

**Figura 4.7** – Potência ativa na subestação com a adição dos sistemas FVs.



**Fonte:** Elaborado pelo autor (2023).

Como pode-se observar na **Figura 4.7**, existe uma diminuição da potência na subestação durante o horário de insolação do sistema FV, quanto maior a insolação menor será a potência ativa na subestação.

#### 4.3.3 Caso teste 3 – Acréscimo de SFVs e Arbitragem do SAE

Para considerar o sistema de arbitragem de energia foi utilizada a curva de preço na **Figura 4.8**. O modelo de CP utilizado corresponde a uma curva real, retirada da base de dados disponível da *ESIOS Red eléctrica*, uma empresa de comercialização de energia eléctrica espanhola. A figura 4.8 representa a CP do dia 10 de maio de 2023 e foi escolhida por apresentar diversos picos e vales no valor de energia.

**Figura 4.8** – Curva de Preço da base de dados disponível da *ESIOS Red eléctrica* para um dia útil.

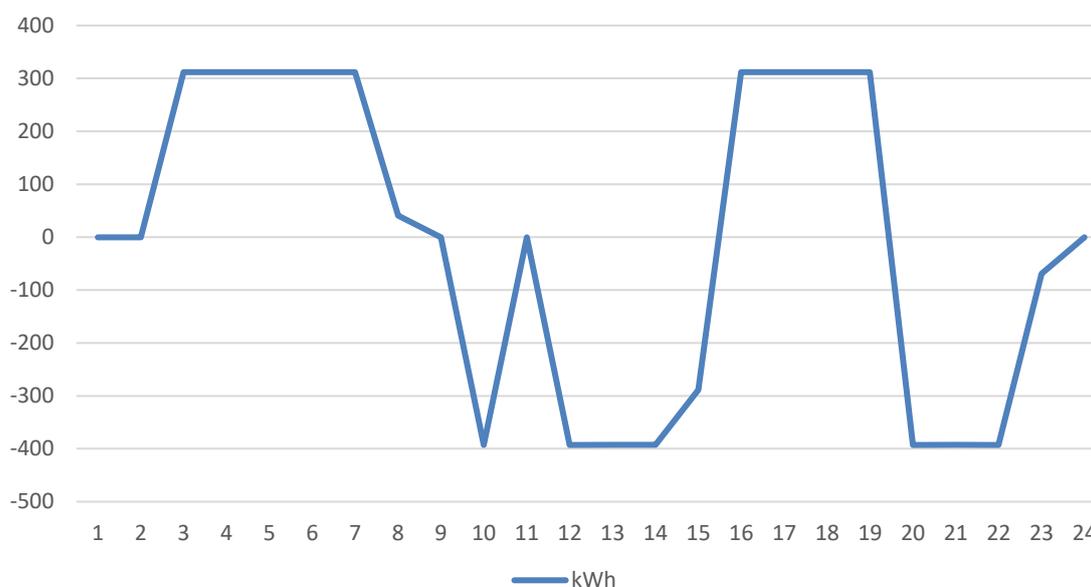


Fonte: Adaptado de *ESIOS Red eléctrica* (2023).

O valor do gatilho de recarga considerado foi de 0,13 €/kWh e do gatilho de descarga foi 0,16 €/kWh. Se estes valores forem convertidos para o mercado brasileiro, a conversão do Euro para o Real no dia 10/05/2023 foi de 1€ para R\$ 5,43, deixando o gatilho de recarga igual a 0,7059 R\$/kWh e o gatilho de descarga 0,8688 R\$/kWh.

A **Figura 4.9** demonstra o estado de carga da bateria quando esta segue a CP citada anteriormente.

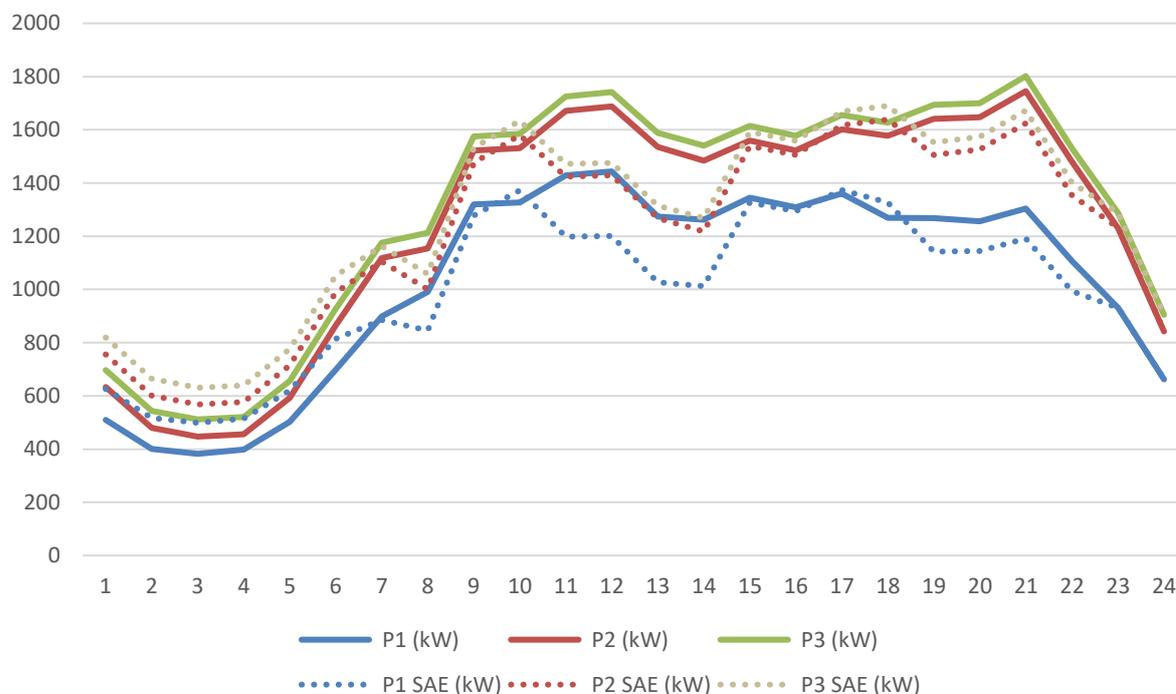
**Figura 4.9** – Gráfico do estado de carga do armazenador para dia útil.



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A **Figura 4.10** mostra em linha pontilhada o efeito do sistema FV e do SAE na potência da subestação quando considerado o modelo de arbitragem.

**Figura 4.10** – Potencia atiba na Subestação com FV e SAE.

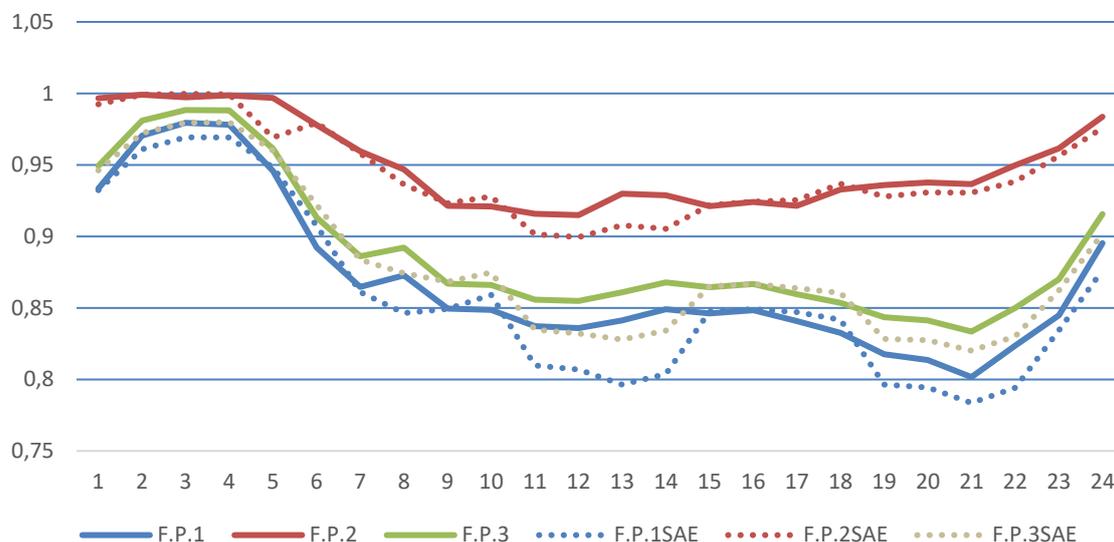


**Fonte:** Elaborado pelo autor (2023).

No gráfico fica evidente a ação do SAE na curva de potência da subestação onde pode-se observar nos vales do gráfico um aumento da potência ativa durante a madrugada quando o sistema é menos requisitado, e durante o momento de maior requisição do sistema, a potência teve um declínio evidente, durante a tarde com a alta insolação pode se ver os efeitos concomitantes do SAE e sistemas FV.

O valor do fator de potência da subestação em cada fase é apresentado na **Figura 4.11** em linha contínua quando não há a ação do SAE e do sistema FV e em linha pontilhada com a adição dos SAE e SFV no sistema teste.

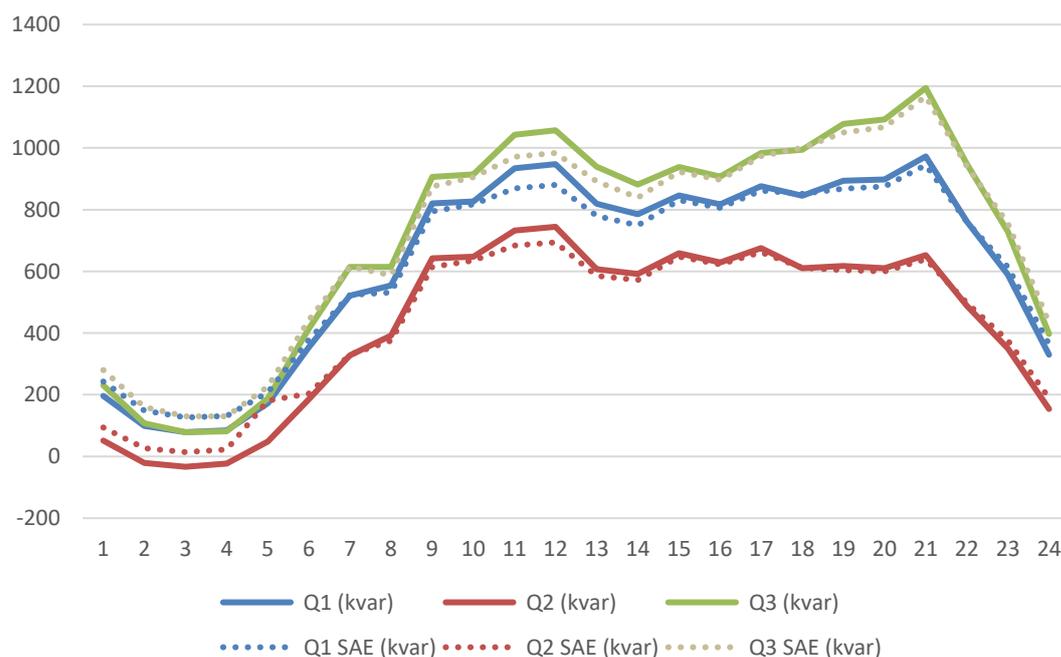
**Figura 4.11** – Fator de potência na Subestação antes e depois da inserção dos SFV e SAE.



**Fonte:** Elaborado pelo autor (2023).

O SAE também são responsáveis por injetar potência reativa no sistema, como na **Figura 4.12** onde mostra a potência reativa na subestação em linha contínua sem SAE e em linha pontilhado com a adição do SAE.

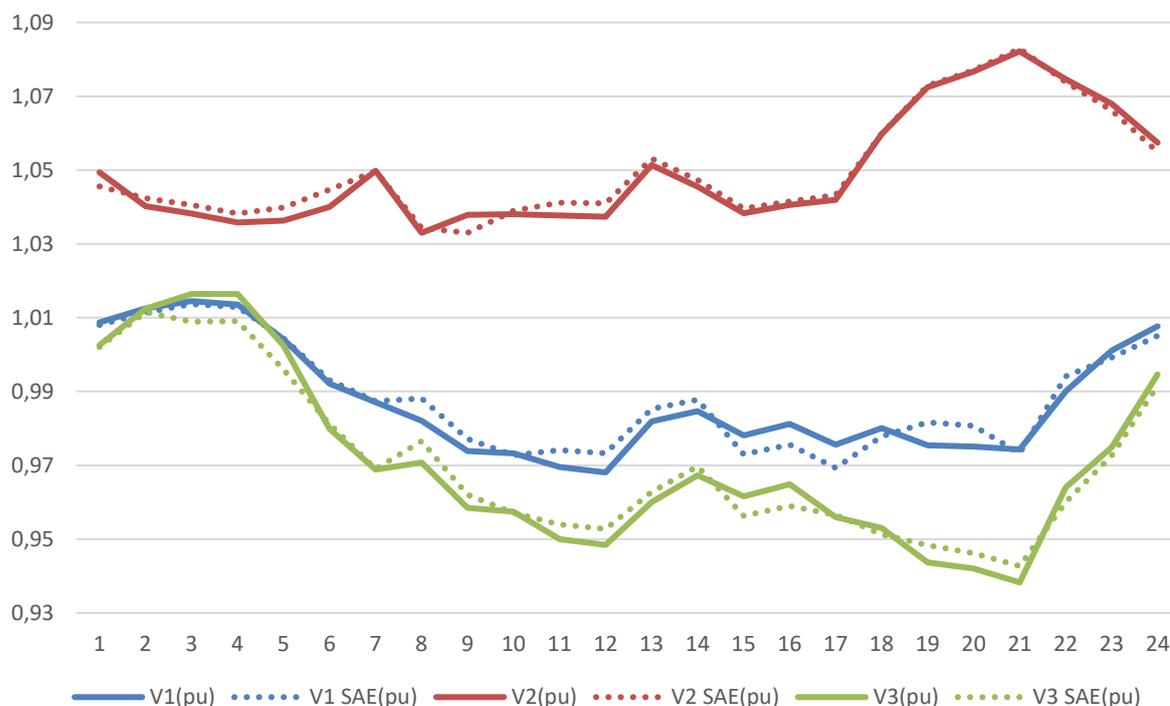
**Figura 4.12** – Potência Reativa na Subestação antes e depois da adição dos SAE.



**Fonte:** Elaborado pelo autor (2023).

A **Figura 4.13** mostra o perfil de tensão na barra 680. Em linha contínua sem a interferência do SAE e do sistema FV já a linha pontilhada com a influência do SAE e do sistema FV.

**Figura 4.13** – Tensão na barra 680 com SAE.



**Fonte:** Elaborado pelo autor (2023).

Os níveis de tensão aparentam uma melhora durante o final da manhã e no final da tarde e uma piora durante o início da madrugada.

#### 4.3.4 Caso teste 4 – Acréscimo de SFVs e Arbitragem do SAE

Neste caso a curva escolhida, **Figura 4.14**, é de um final de semana (7 de maio de 2023) onde o preço do kWh está menor, com menor variação de preços. Utilizou-se os mesmos gatilhos do caso anterior, sendo o gatilho de recarga igual a 0,13 €/kWh e o gatilho de descarga 0,16 €/kWh, os resultados apresentados aparentam ser de menor qualidade do que no caso anterior. Estes resultados podem ser mitigados com o ajuste dos gatilhos de descarga e recarga que devem ser ajustados ao decorrer do tempo para níveis preferíveis.

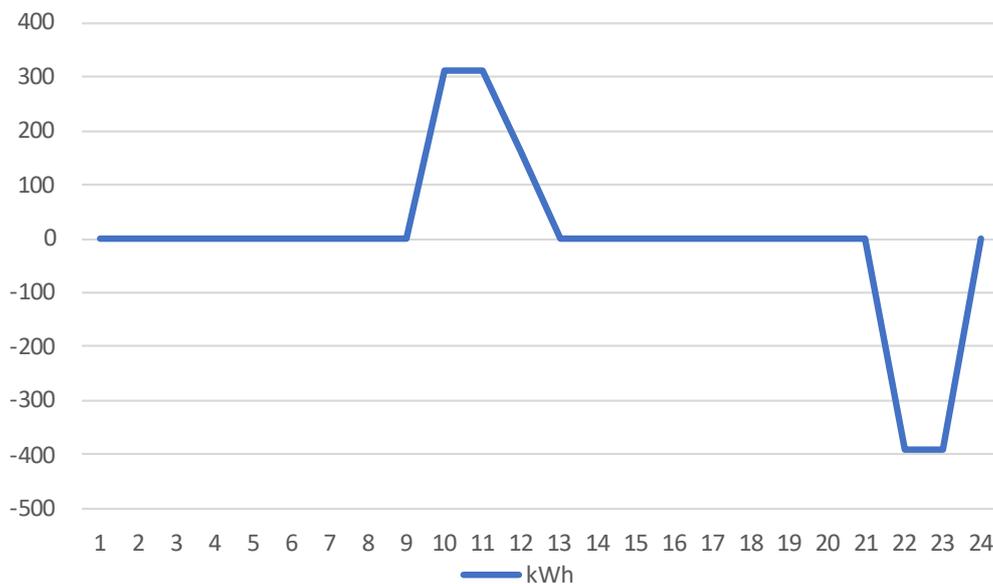
**Figura 4.14** – Curva de Preço da base de dados disponível da *ESIOS Red eléctrica* para um dia de final de semana.



Fonte: Adaptado de *ESIOS Red eléctrica* (2023).

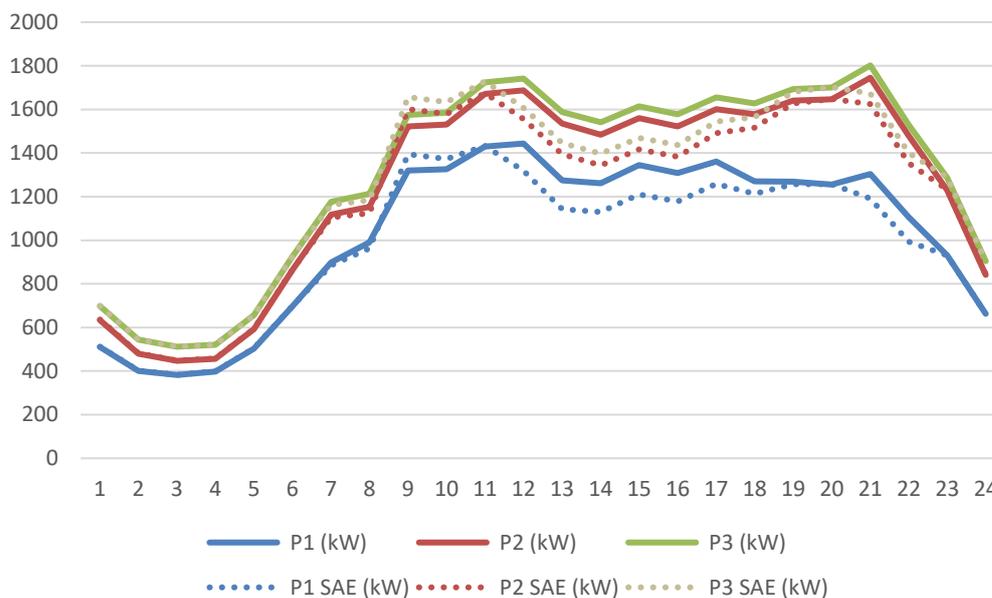
Na **Figura 4.15** já mostra como este caso tem uma menor eficiência, com o SAE se mantendo no estado ocioso mais de 75% do dia.

**Figura 4.15** – Gráfico do estado da carga no armazenador para final de semana.



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

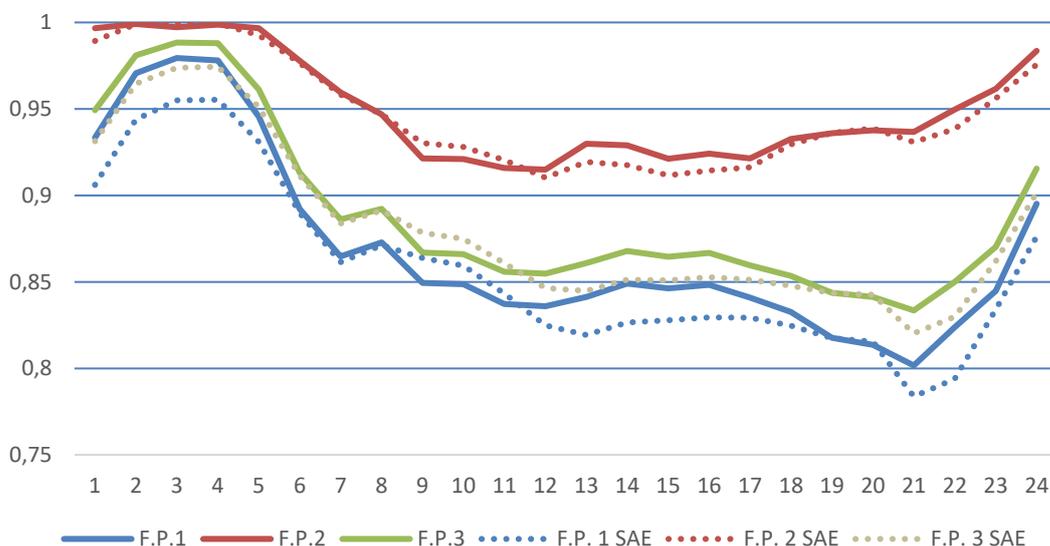
A **Figura 4.16** mostra a potência na subestação com o efeito dos SAE e sistema FV.

**Figura 4.16 – Potência na Subestação com FV e SAE.**

**Fonte:** Elaborado pelo autor (2023).

O gráfico mostra uma diminuição da potência ativa da subestação ao longo de todo o dia, menos no período das 08h00 às 10h00 da manhã, onde, devido a curva do final de semana ser mais barato, mesmo em um momento de alta demanda o SAE ainda está com o gatilho de recarga ativo, fazendo com que aumente o pico de energia do final da manhã.

A **Figura 4.17** mostra o fator de potência na subestação com a curva de preço alterada.

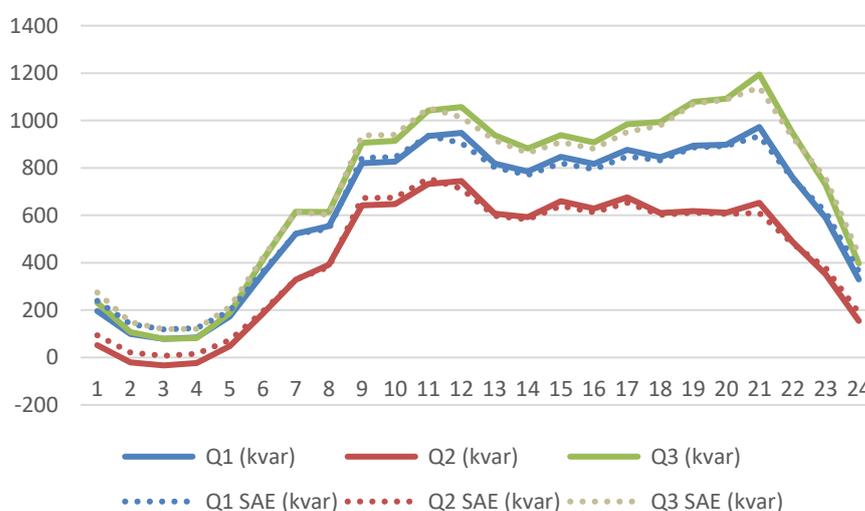
**Figura 4.17 – Fator de potência na Subestação.**

**Fonte:** Elaborado pelo autor (2023).

Como era de se esperar, com a diminuição da potência ativa na subestação o fator de potência durante a maior parte do dia piorou, menos no intervalo das 08h00 às 10h00 da manhã devido ao aumento da potência ativa como comentado anteriormente.

A **Figura 4.18** mostra a potência reativa do sistema na subestação com a nova curva de preço, como a melhora da potência ativa foi inferior nesse caso, pode se dizer que houve uma melhora nos níveis de potência reativa.

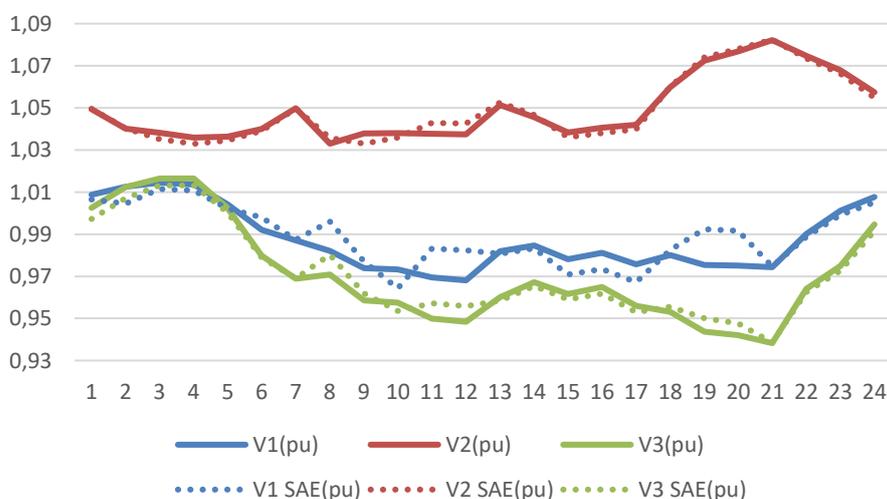
**Figura 4.18 – Potência reativa com SAE na subestação.**



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A **Figura 4.19** mostra os níveis de tensão ao longo do dia na barra 680.

**Figura 4.19 – Tensão na barra 680 com SAE.**



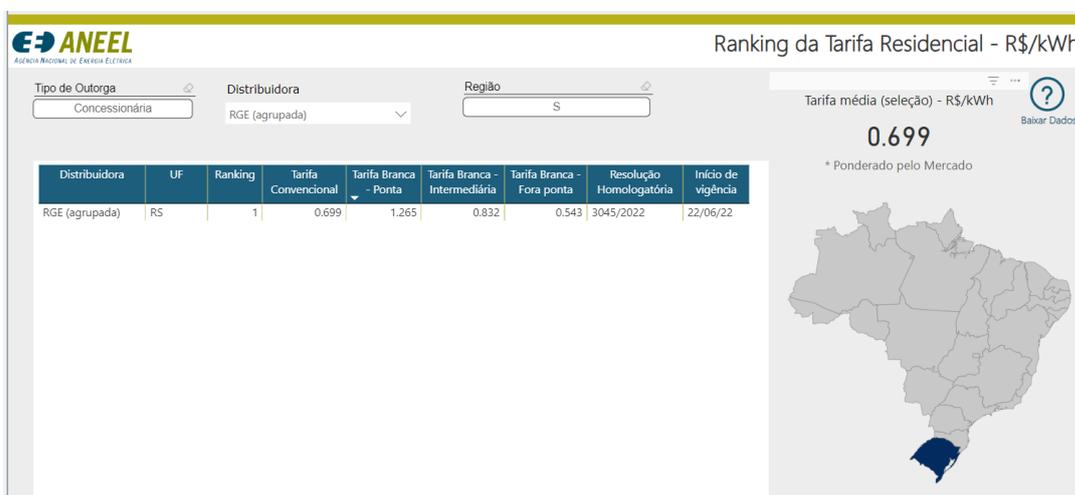
Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Pode se dizer que houve uma melhora dos níveis de tensão, ainda melhores do que o caso anteriores.

#### 4.3.5 Caso teste 5 – Tarifa branca

Também foi realizada a comparação da arbitragem a partir de dados da distribuidora RGE, neste caso foi utilizado a Tarifa Branca, que como mostrado na figura 4.20, tem o valor de 0,543 R\$/kWh fora de ponta, 0,832 R\$/kWh intermediário e 1,265 R\$/kWh durante a Ponta.

**Figura 4.20** – Modos Tarifários da RGE.



Fonte: Disponível em: <<https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/rankingtarifas>>.

Ainda foi levado em conta as bandeiras que determinam o custo da produção de energia em determinado tempo, como mostrado na **Figura 4.21**.

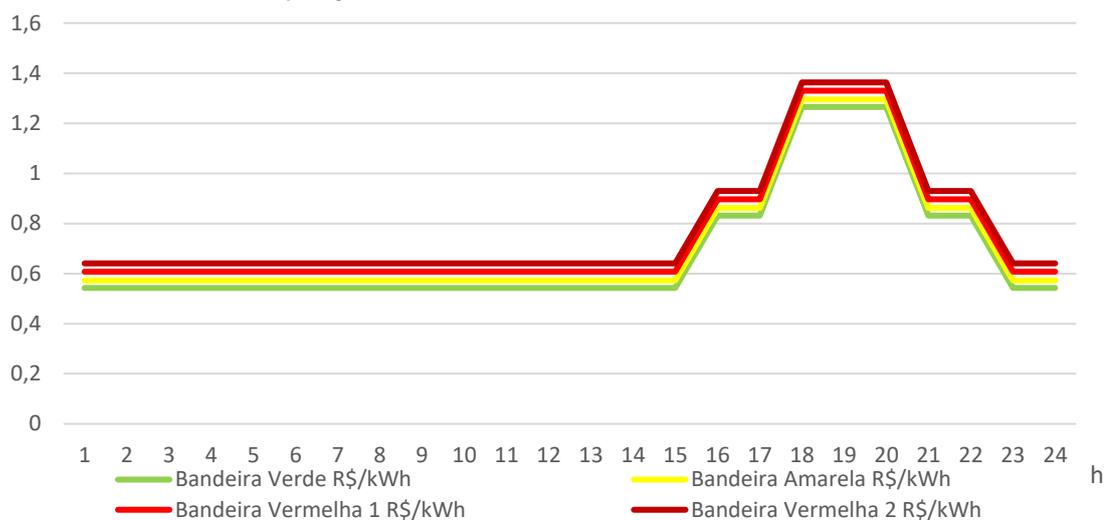
**Figura 4.21** – Bandeiras tarifárias no território brasileiro.

Bandeiras tarifárias – Julho de 2022 a junho de 2023		
Bandeira Verde	Condições favoráveis de geração	Sem custo adicional
Bandeira Amarela	Condições menos favoráveis	R\$ 2.989 a cada 100 quilowatts-hora (kWh) consumidos
Bandeira Vermelha 1	Condições desfavoráveis	R\$ 6.500 a cada 100 kWh consumidos
Bandeira Vermelha 2	Condições muito desfavoráveis	R\$ 9.795 a cada 100 kWh consumidos

Fonte: Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/valores-das-bandeiras-tarifarias-sao-atualizados-para-o-periodo-2022-2023#:~:text=Sem%20custo%20adicional&text=A%20bandeira%20amarela%20passa%20a,9%2C795%20a%20cada%20100%20kWh>>.

O gráfico da **Figura 4.22** representa a curva de preço com a análise das bandeiras tarifárias, os valores de gatilhos neste caso foram de 0,82 R\$/kWh para do gatilho de recarga e 0,83 R\$/kWh para o gatilho de descarga. Devido ao fato de a variação do preço ser constante durante o dia o Modo *Price* funcionara como o Modo *Follow*.

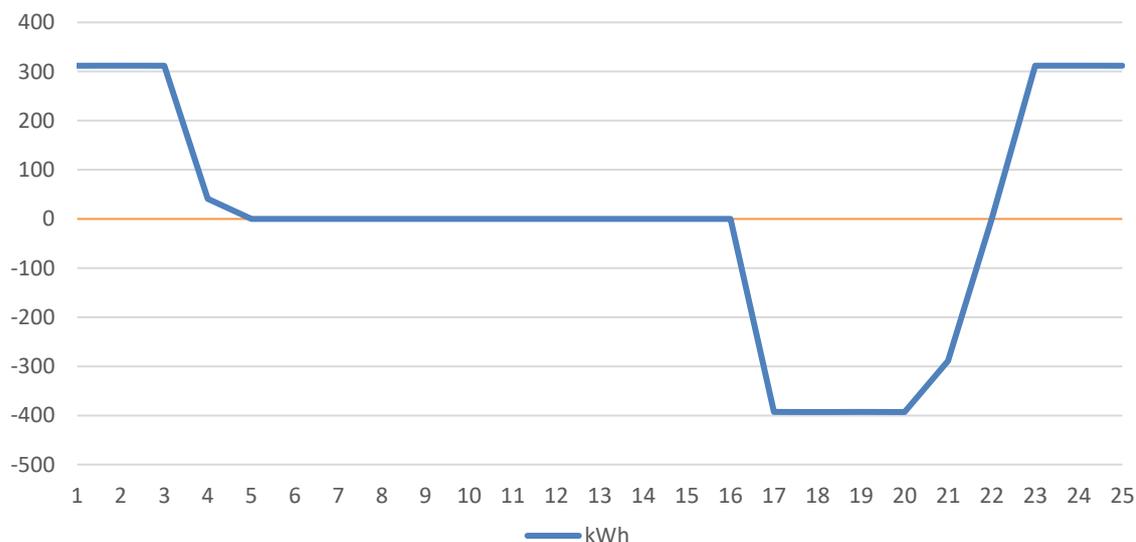
**Figura 4.22** – Curva de preço da tarifa branca com os níveis das bandeiras.



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Na **Figura 4.23** pode-se observar que o estado de carga do armazenador coincide com a curva de preço.

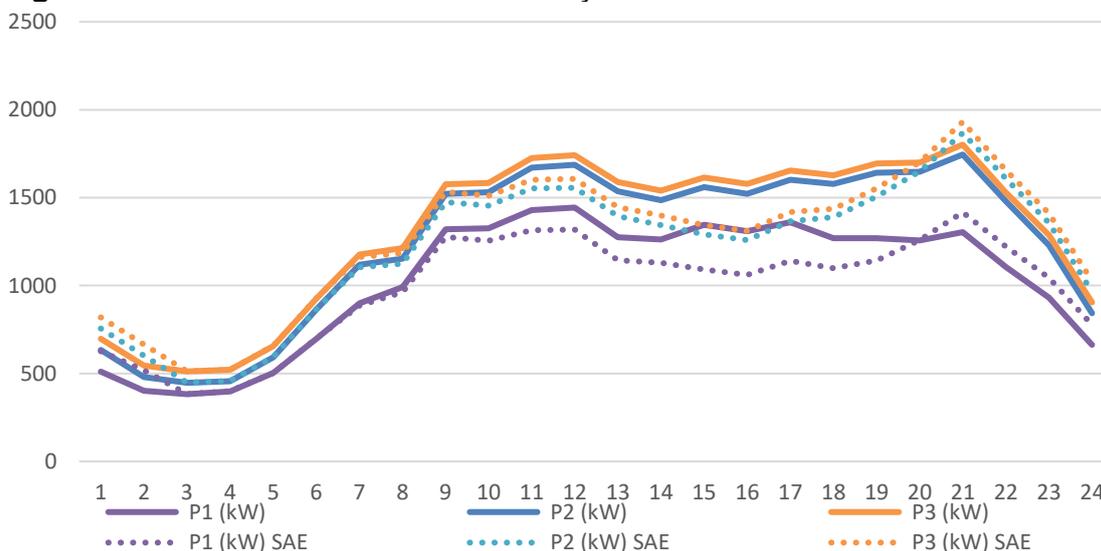
**Figura 4.23** – Gráfico do estado de carga do armazenador.



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A potência ativa tem uma melhora durante grande parte do dia, mas durante o pico do final da noite pode se notar um aumento considerável na demanda como pode-se observar na **Figura 4.24**.

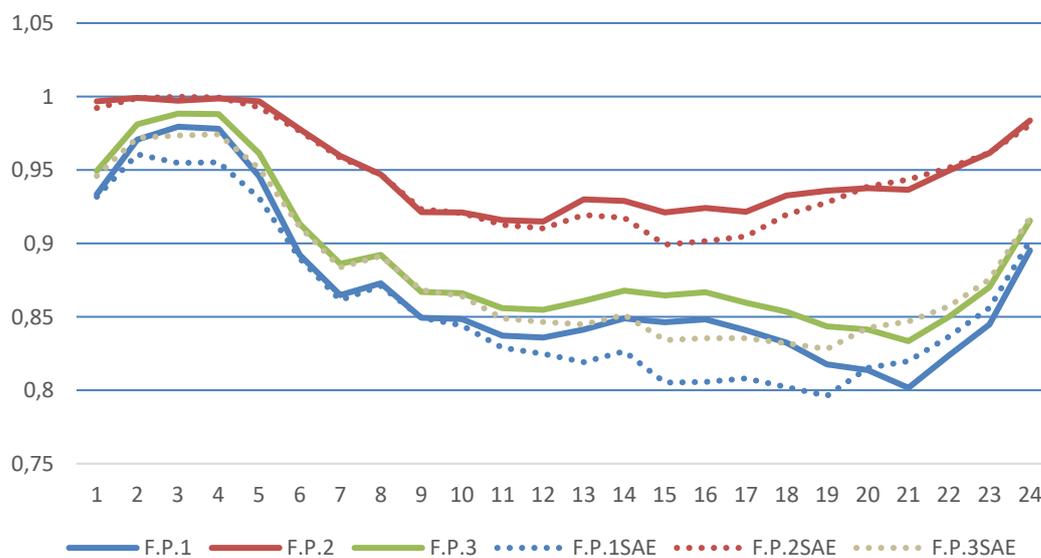
**Figura 4.24** – Potência ativa na subestação com SAE e PV.



**Fonte:** Elaborado pelo autor (2023).

Como é de se esperar o fator de potência na subestação teve uma leve queda durante a maior parte do dia, a não ser no período entre 20h às 24h, onde houve um pequeno aumento como representado na **Figura 4.25**.

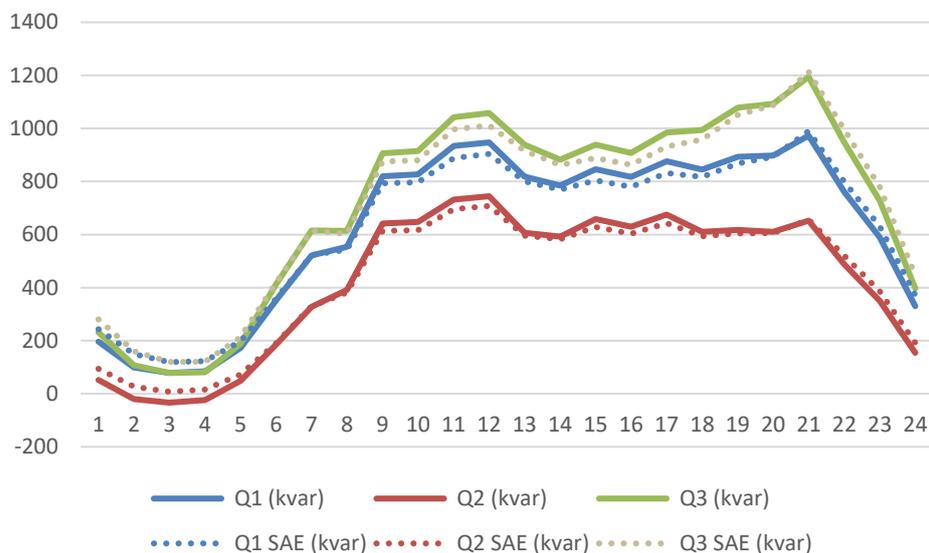
**Figura 4.25** – Fator de potência ativa na subestação com SAE e PV.



**Fonte:** Elaborado pelo autor (2023).

Na **Figura 4.26** pode-se observar que a potência reativa na subestação tem um aumento durante o período da noite e da madrugada e uma diminuição durante parte da manhã e durante a tarde.

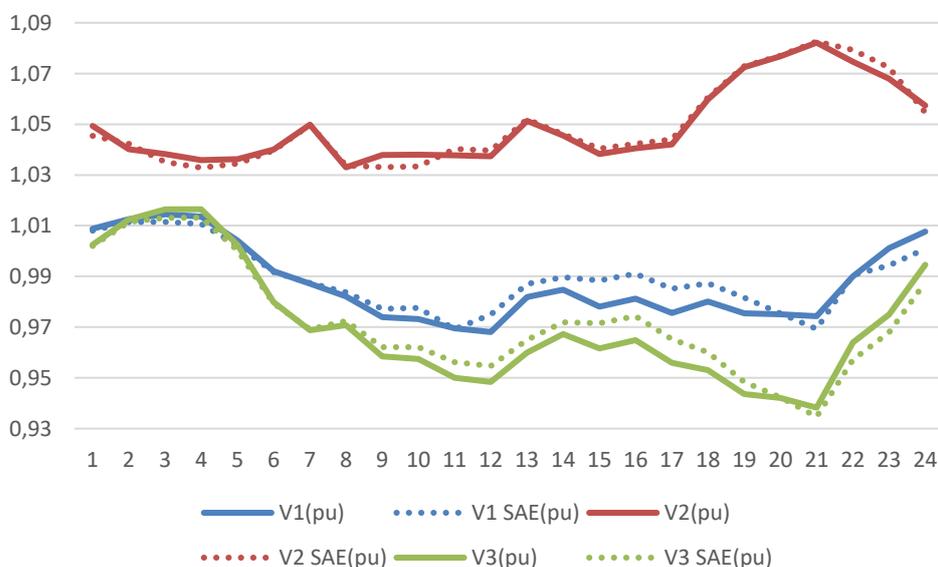
**Figura 4.26** – Potencia reativa na subestação com SAE e PV.



**Fonte:** Elaborado pelo autor (2023).

A tensão na barra 680, devido ao desbalanço, as fases são afetadas de maneira diferente e por isso as tensões V1 e V3 apresentam uma variação maior durante a tarde e à noite em comparação a tensão V2, como mostrado na **Figura 4.27**.

**Figura 4.27** – Tensão na barra 680 com SAE.

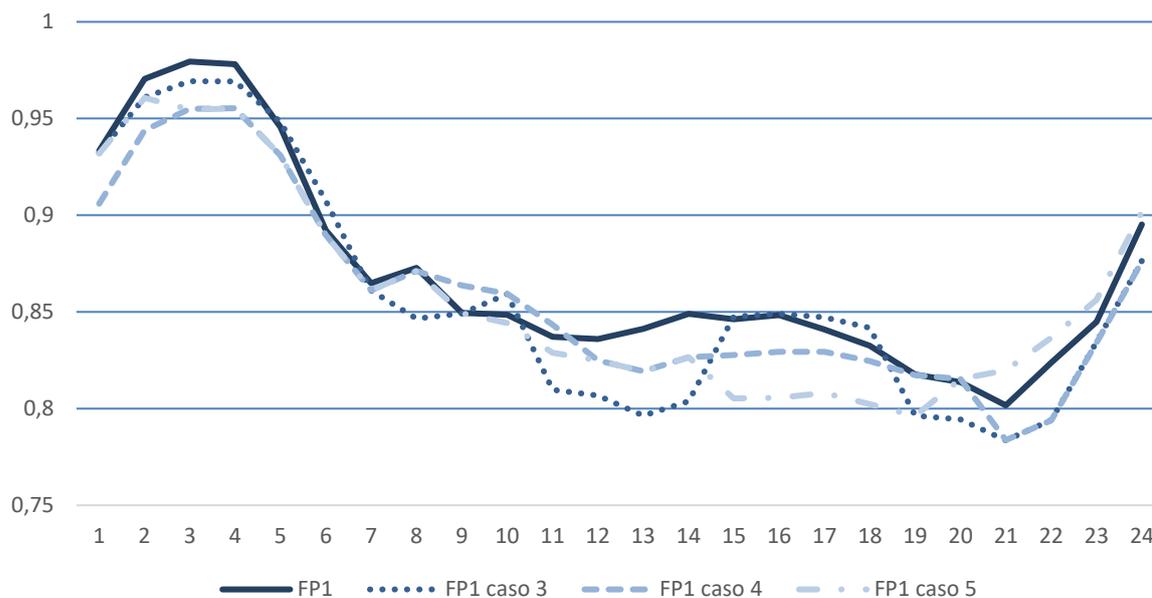


**Fonte:** Elaborado pelo autor (2023).

### 4.3.6 Fator de potência

Como podemos ver na **Figura 4.28**, a variação do fator de potência na fase 1 em cada caso estudado, há uma diminuição deste, que reflete a diminuição de potência ativa na subestação em todos os casos.

**Figura 4.28** – Fator de potência de todos os casos na fase 1.



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

## 4.4 Considerações finais do capítulo

Neste capítulo foram apresentados os resultados das simulações usando o *OpenDSS*<sup>®</sup> mostrando a situação das potências ativas e reativas assim como o fator de potência na subestação.

Os resultados encontrados apresentaram a redução das pontas de carga nas curvas de potência na subestação no horário de ponta, permitindo o melhor balanço de energia no sistema teste, também indicaram que a arbitragem de energia elétrica pode apresentar benefícios econômicos para os consumidores e para o sistema elétrico nacional, contribuindo para a eficiência energética.

## 5 CONCLUSÕES

### 5.1 Considerações iniciais

Ao longo deste trabalho, foi possível explorar os sistemas de armazenamento de energia elétrica e seus benefícios para o sistema elétrico de potência. Como foi demonstrado, esses sistemas têm o potencial de melhorar a eficiência, a estabilidade e a confiabilidade do sistema elétrico, além de permitir a integração de fontes de energia renováveis. No entanto, também existem vários desafios associados à implementação desses sistemas, tais como a seleção adequada da tecnologia de armazenamento, a gestão e controle da carga e descarga, e a integração com a rede elétrica existente.

Alguns pontos que foram observados no desenvolvimento deste trabalho foram:

- A eficiência da utilização do modo *Price* do armazenador do *OpenDSS*<sup>®</sup> é totalmente dependente da curva de preço, se a variação do preço for muito pequena durante o dia a carga e descarga da bateria ocorrerá um menor número de vezes.
- O modo *Price* leva em conta o valor da energia elétrica para fazer a carga e a descarga da bateria, não há necessariamente um foco na melhora da qualidade dos parâmetros da energia elétrica, mas como o custo normalmente é dependente da demanda o modo *Price* funciona para esse aspecto.
- Com a diminuição de potência ativa na subestação o fator de potência tende a cair, mas isso pode ser ajustado com banco de capacitores.
- O uso do modo *Price* é possível apenas em lugares com o sistema tarifário *Real Time Pricing* que o permite saber a curva de preço ao longo do dia.

Com base nos resultados obtidos neste estudo, pode-se concluir que a implementação de Sistemas de Armazenamento de Energia foi eficaz na redução dos picos de potência, resultando em curvas mais harmônicas de potência. No entanto, observou-se uma piora no fator de potência da subestação, que pode ser facilmente regulada pela concessionária se for levada em conta o uso de SAE. Em geral, os

resultados foram satisfatórios e indicam que a utilização de SAE pode ser uma solução viável para melhorar a eficiência e a confiabilidade do sistema elétrico.

## **5.2 Sugestões para trabalhos futuro**

Para trabalhos futuros, algumas sugestões são:

- Regulação de fator de potência com uso de SAE a partir do controle de energia reativa dos próprios inversores;
- Prospecção do modo tarifário RTP para o mercado brasileiro.

## REFERÊNCIAS

BRASIL. Senado Federal. **Decreto-lei nº 14.300**, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Brasília, DF, v. 5, n. 5, 7 jan. 2022. Seção 1, parte 1, p. 4. Disponível em: <<https://legis.senado.leg.br/norma/35420157>>. Acesso em 12 jun. 2022.

DE CASTRO, N. et al. **Perspectivas e desafios da difusão da micro e da mini geração solar fotovoltaica no Brasil**. Rio de Janeiro: Publit, 2016. Disponível em: <[http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/12\\_TDSE67.pdf](http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/12_TDSE67.pdf)>. Acesso em 10 ago. 2022.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE (EPRI). **OpenDSS® Storage**. EPRI: Palo Alto, 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Experiência Internacional com Tarifas Dinâmicas de Eletricidade**. Informe Técnico 001, de dezembro 2021. Brasília (DF): Ministério de Minas e Energia, 2021. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-671/EPE-IT-001-%20RD%20Internacional.pdf>>. Acesso em 4 ago. 2022.

GREENER. **Estudo estratégico do Mercado de Armazenamento – Aplicações, Tecnologias e Análises Financeiras**. 2021. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-do-mercado-de-armazenamento-de-energia-no-brasil-2021/>>. Acesso em 10 jun. 2022.

HERNÁNDEZ-CALLEJO, L.; GALLARDO-SAAVEDRA, S; ALONSO-GÓMEZ, V. A review of photovoltaic systems: design, operation and maintenance. **Sol Energy**, [S.l.], v. 188, aug. 2019, p. 426–440. DOI: 10.1016/J.SOLENER.2019.06.017. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0038092X19305912?via%3Dihub>>. Acesso em 13 jun. 2022.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). **Renewable capacity statistics 2021**. Abu Dhabi, 2021.

JUNG, J.; ZHANG, L.; ZHANG, J. **Lead-acid battery technologies: fundamentals, materials, and applications**. Estados Unidos: CRC Press, 2016.

KIM, Y.-J.; G; DEL-ROSARIO-CALAF, G.; NORFORD, L. K. Analysis and experimental implementation of grid frequency regulation using behind-the-meter batteries compensating for fast load demand variations. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v. 32, n. 1, p. 484-498, jan. 2017, DOI: 10.1109/TPWRS.2016.2561258. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/7464852>>. Acesso em 22 jun. 2022.

KRISHNAMURTHY, D. et al. Energy storage arbitrage under day-ahead and real-time price uncertainty. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, n. 1, 2018, p. 80-93. DOI: 10.1109/TPWRS.2017.2685347. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/7892020>>. Acesso em 16 maio 2023.

MARIANO, J. D.; URBANETZ, J. U. State of the art of the application of Energy Storage Systems in photovoltaic buildings. **Brazilian Archives of Biology and Technology**. v. 62 (spe): e19190023, 2020. DOI: 10.1590/1678-4324-smart-2019190023. Disponível em: <<https://www.scielo.br/j/babt/a/kwkpYyf59JTGbFDSV5wWSHd/?lang=en#ModalHowcite>>. Acesso em 12 jun. 2022.

NGUYEN, T. A; BYRNE, R. H. Maximizing the cost-savings for time-of-use and net-metering customers using behind-the-meter energy storage systems *In: 2017 NORTH AMERICAN POWER SYMPOSIUM (NAPS), 2017, Morgantown, WV. Conference [..].* [S.l.], Sandia National Laboratories, 2017. p. 1-6, DOI: 10.1109/NAPS.2017.8107380. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8107380>>. Acesso em 22 jun. 2022.

REZAEIMOZAFAR, M. et al. A review of behind-the-meter energy storage systems in smart grids. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 164, aug. 2022, 112573. DOI: 10.1016/j.rser.2022.112573. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032122004695>>. Acesso em 18 jun. 2022.

ROCHA, C. **O elemento Storage do OpenDSS**. *In: VII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2018, Niterói, RJ. Anais do VII SBSE, 2018.* Disponível em: <<https://docplayer.com.br/115502245-O-elemento-storage-do-openss.html>>. Acesso em 10 fev. 2022.

SALDANHA, J. J. A. et al. **Desenvolvimento de um sistema inteligente para o controle da recarga de veículos elétricos plug-in considerando a prioridade do consumidor**. *In: XVII Encontro Regional Iberoamericano do Cigré, 2017, Ciudad del Este, Paraguay. Anais do XVII Encontro Regional Iberoamericano do Cigré, 2017.*

VAZQUEZ, S. et al. Energy storage systems for transport and grid applications. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, [S.l.], v. 57, n. 12, dec. 2010, p. 3881-3895. DOI: 10.1109/TIE.2010.2076414. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/5582228>>. Acesso em 14 jun. 2022.

ZAKERI, B.; SYRI, S. Electrical energy storage systems: a comparative life cycle cost analysis. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 42, 2015, p. 569-596. DOI: 10.1016/j.rser.2014.10.061. Disponível em: <[https://www.researchgate.net/publication/268749506\\_Electrical\\_energy\\_storage\\_systems\\_A\\_comparative\\_life\\_cycle\\_cost\\_analysis](https://www.researchgate.net/publication/268749506_Electrical_energy_storage_systems_A_comparative_life_cycle_cost_analysis)>. Acesso em 18 jun. 2023.