

## MODELAGEM E SIMULAÇÃO TÉCNICA E TARIFÁRIA OTIMIZADA DA MICRORREDE INTELIGENTE DO CAMPUS DA UNIFEI EM ITAJUBÁ

Conrado Matheus Dos Santos Silva<sup>1</sup> (IC), Fernanda Alyne Cardoso e Silva<sup>1</sup> (PQ), Benedito Donizeti Bonatto<sup>1</sup> (PQ)

<sup>1</sup>Instituto de Sistemas Elétricos e Energia – ISEE  
Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI

**Palavras-chave:** Geração Distribuída. Microrrede. OpenDSS. Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica.

### Introdução

O trabalho tem como objetivo geral contribuir com o grupo de pesquisa aPTIs-SG<sup>2</sup> - *Advanced Power Technologies and Innovations in Systems and Smart Grids Group*, o qual direciona suas pesquisas para o desenvolvimento de redes elétricas inteligentes (*Smart Grids*). O objetivo principal proposto neste projeto de iniciação científica foi o de avaliar o impacto da inserção de um Sistema de Armazenamento de Energia (SAE) na microrrede do campus da UNIFEI-Itajubá via *software OpenDSS*. O SAE proposto deve conseguir armazenar o excedente de energia gerado pelos sistemas fotovoltaicos do campus durante o dia para usá-la no Horário de Ponta (HP) durante a noite. A motivação e justificativa da pesquisa reside no fato de que a tarifação de energia elétrica deste campus da UNIFEI é horosazonal verde A4, ou seja, o valor do kWh no HP pode chegar a até 4,3 vezes o valor da tarifa no Horário Fora Ponta (HFP).

### Metodologia

O presente tópico pretende apresentar a metodologia, os critérios, cenários e valores adotados para as simulações computacionais realizadas utilizando o *OpenDSS – Open Distribution System Software*. Além disso, é apresentada a descrição de todos os passos realizados para a obtenção dos resultados.

Para a realização das simulações, utilizou-se como base a modelagem apresentada por Silva (2021). A autora apresenta os resultados de diversos cenários considerando um intervalo de tempo para as curvas de carga de 1 hora e adotando o modo de simulação *Daily*. Os resultados da autora são apresentados considerando um dia inteiro em diferentes cenários.

O intervalo de tempo adotado no presente trabalho é de 15 minutos, e o modo de simulação continua sendo o *Daily*. Em relação à potência total do sistema fotovoltaica do campus, o cenário considerado na simulação adota um valor teórico de 1100 kWp, ou seja, considera a capacidade fotovoltaica instalada igual à demanda contratada pela UNIFEI. Para a consideração dos cenários, adotou-se alguns critérios que levam em conta o volume de dados para as simulações, pois cada prédio

apresenta uma curva de carga e cada cenário contempla muitas curvas que aumentam conforme aumentam os cenários sob estudo.

Com o objetivo de realizar simulações que possam fornecer conclusões concisas e precisas, optou-se por calcular a média a cada instante de tempo dos 365 dias do ano para encontrar uma “curva de carga média equivalente”. Dessa forma são encontrados 96 pontos que correspondem a um dia “médio” de carga para cada prédio do Campus. Portanto não houve a necessidade de trabalhar com todos os 35040 pontos que correspondem a um ano de medição com intervalos de 15 minutos.

Diante da dificuldade em encontrar materiais a respeito do dimensionamento e aplicação de SAE em consumidores do Grupo Tarifário A, o presente trabalho usou como referência os valores adotado em uma dissertação de mestrado da UNIFEI (SALLES, 2022). Caso não seja possível a obtenção de todos os dados, serão adotados valores padrões que sejam próximos ao esperado. Um valor importante adotado na dissertação de mestrado (SALLES, 2022) é a eficiência do ciclo, que basicamente vai representar o percentual de energia que foi efetivamente armazenado e depois despachado depois de descontadas as perdas desta transformação química. O autor adota este valor como 97%. Não foi encontrado um comando que representasse exatamente essas perdas no *OpenDSS*, porém é possível representá-las através da função *%IdlingkW*. O valor da eficiência do inversor do SAE foi definido como 97%. No *OpenDSS* esse valor é definido por meio da função *XYCurve*.

O modelo do SAE adotado no *OpenDSS* é o de injeção de potência constante. A capacidade total de armazenamento do banco de baterias foi definida conforme o apresentado matematicamente por Salles (2022) através das Equações 1 e 2.

$$C_{SAE} = \frac{N_d}{(P_d * \epsilon_c * \epsilon_i)} \quad (1)$$

onde:

*C* Capacidade do sistema de armazenamento de energia elétrica, em kWh;

*N<sub>d</sub>* Necessidade de armazenamento diária, em kWh;

- $Pd$  Profundidade de descarga, em %;  
 $\mathcal{E}c$  Eficiência de ciclo, em %;  
 $\mathcal{E}i$  Eficiência do inversor, em %.

A necessidade de armazenamento diária ( $N_d$ ) é definida levando em consideração que o posto tarifário Ponta (HP) ocorre somente em dias da semana, descontando feriados (SALLES, 2022). Levando isso em consideração, tem-se para o valor de  $N_d$ .

$$N_d = \frac{\text{Consumo Mensal Ponta}_m}{\text{Dias úteis}} \quad (2)$$

onde:

- $N_d$  Necessidade de armazenamento de energia diária;  
 $\text{Consumo Ponta}_m$  Média de consumo na ponta;  
 $\text{Dias úteis}$  Dias úteis por mês.

O valor de Consumo Médio na Ponta foi calculado por meio da média aritmética simples e os valores adotados são do ano de 2019 no HP. A Tabela 1 apresenta os valores adotados para a definição da capacidade do sistema de armazenamento.

Tabela 1 – Valores adotados para o SAE

<b>Consumo Ponta<sub>m</sub> [kWh]</b>	22108,33
<b>Dias úteis</b>	20
<b><math>N_d</math></b>	1105,42
<b><math>Pd</math></b>	90%
<b><math>\mathcal{E}c</math></b>	97%
<b><math>\mathcal{E}i</math></b>	97%

Fonte: Autoria própria.

Aplicando os valores contidos na Tabela 1 na Equação 2 e substituindo a mesma na Equação e 1, tem-se a capacidade de armazenamento total estimada:

$$C_{SAE} = \frac{1105,42}{(90\% * 97\% * 97\%)} = 1305,39 [kWh]$$

$$C_{SAE} \approx 1306 [kWh]$$

Com esse valor pode-se modelar o SAE no *OpenDSS* para avaliação do impacto deste sistema na microrrede do campus da UNIFEI em Itajubá.

O comando utilizado para gerar um SAE no *OpenDSS* é o *Storage* e a forma como o mesmo é definido é apresentada na Figura 1.

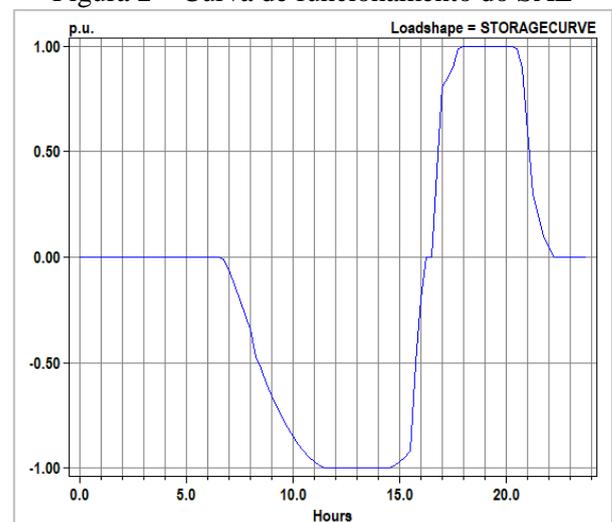
Figura 1 – Modelagem do SAE no *OpenDSS*

```
New storage.battery phases=3 bus=N2.1.2.3
~ kv=13.8 pf=0.92 kwrated=350 kwhrated=1400
~ kWhstored=0 dispmode=follow
~ daily=storageCurve %IdlingkW=0.97
~ ChargeTrigger=0.1 Vmaxpu=1.1 Vminpu=0.90
~ %cutin=0.1 %cutout=0.1
```

Fonte: Autoria própria.

A curva de trabalho do SAE foi definida com 96 pontos e intervalos de 15 minutos e é apresentada na Figura 2. Essa curva é que define os estágios de funcionamento do sistema de armazenamento de energia em baterias. A filosofia para a definição desse sistema seguiu o funcionamento dos sistemas fotovoltaicos do campus, ou seja, a bateria começa a carregar aproximadamente no mesmo momento em que os painéis fotovoltaicos começam a gerar energia, sendo que esse estágio permanece até por volta das 16h30, que é quando a bateria passa pelo estágio de espera e então no HP que é definido pela Cemig entre 17h e 20h o SAE começa a injetar energia na microrrede do campus.

Figura 2 – Curva de funcionamento do SAE



Fonte: Autoria própria.

A definição dos cenários de simulação foram feitas a partir do momento em que o SAE estava implementado. Os resultados apresentados levam como base três principais cenários, são eles:

- Cenário 01: Dia chuvoso onde, a geração fotovoltaica é próxima a zero;
- Cenário 02: Dia em que a energia em kWh armazenada na bateria não descarregou completamente durante o HP;
- Cenário 03: Dia onde a bateria tem sua máxima

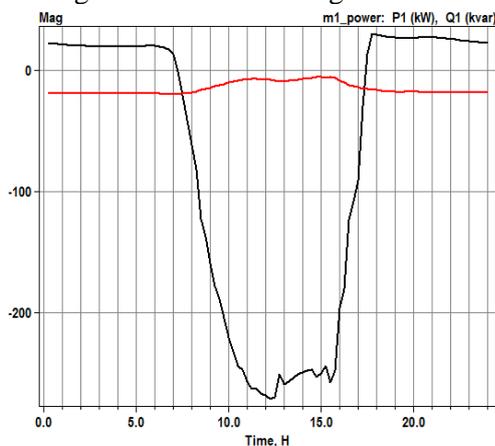
utilização junto aos painéis fotovoltaicos, ou seja, carrega completamente e descarrega completamente em um dia ensolarado.

### Resultados e discussão

Esta seção tem como principal objetivo apresentar os resultados de simulação e impactos do SAE na microrrede do campus da Unifei em Itajubá.

A Figura 3 apresenta a curva de carga deste campus com toda a energia consumida sendo suprida pelo sistema fotovoltaico.

Figura 3 – Curva de carga UNIFEI



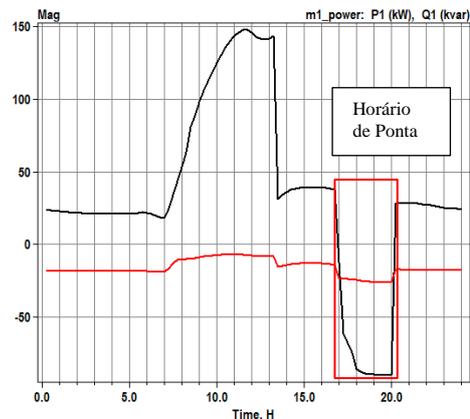
Fonte: Autoria própria.

Como a dinâmica de funcionamento de sistemas fotovoltaicos apresentam uma grande variabilidade em sua geração, por conta da imprevisibilidade do clima, é justificável apresentar a maneira como o SAE irá impactar a microrrede deste campus em um possível cenário sem radiação solar suficiente para a geração fotovoltaica. A simulação deste cenário é apresentada na Figura 4.

Em um cenário onde o SAE é totalmente carregado e durante o HP não é totalmente descarregado, o sistema irá se comportar de maneira diferente. Este cenário é encontrado na prática durante os finais de semana, pois a demanda durante o HP é consideravelmente menor. Aqui o conceito de HP refere-se somente as horas do dia pois as diferentes tarifas são aplicadas somente em dias úteis. A Figura 5 apresenta o resultado desta simulação computacional.

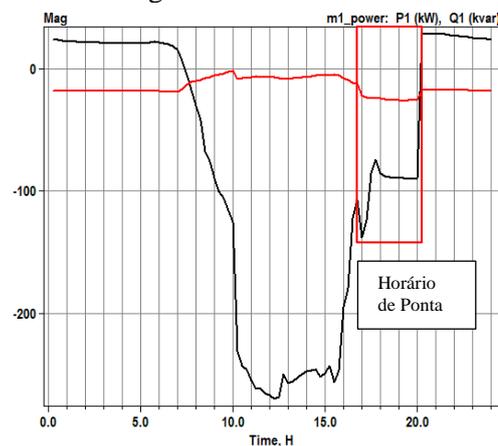
A Figura 6 apresenta o cenário no qual o sistema está funcionando plenamente em um dia ensolarado. É notável a diferença no fluxo de potência reverso entre a Figura 5 e 6 nos horários de 9h até 13h. Isso se deve ao fato de que o SAE teve que ser carregado por inteiro.

Figura 4 – Cenário 01



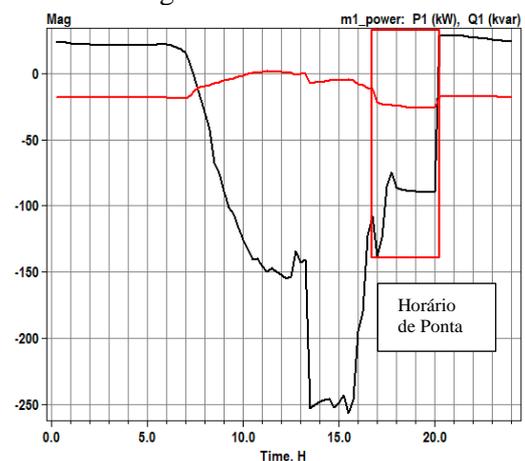
Fonte: Autoria própria.

Figura 5 – Cenário 02



Fonte: Autoria própria.

Figura 6 – Cenário 03



Fonte: Autoria própria.

### **Conclusões**

Com base na análise dos resultados apresentados, em todos os casos simulados fica evidente que o SAE consegue suprir a demanda energética do campus durante o HP. A partir do levantamento dos valores financeiros gastos pela UNIFEI no HP em 2019, pode-se concluir que a redução bruta de gastos, considerando que não foi comprado energia elétrica da CEMIG durante o HP, equivale a aproximadamente R\$ 473.135,49.

É notório que a aplicação de SAE para sistemas de média tensão ainda está em estágio de desenvolvimento de soluções, porém, deve-se destacar a importância da aplicação destes sistemas para avaliação de alternativas que visem a otimização energética do campus, com redução financeira do gastos com as suas faturas de energia elétrica.

O presente trabalho não tem como objetivo apresentar estudos da viabilidade econômica da aplicação deste sistema, porém, assim como apresentado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2022) no Plano Decenal de Expansão (PDE) o preço das baterias de lítio tende a reduzir em mais de 50% de seu valor atual. Portanto, esse contexto econômico e tecnológico traz uma visão favorável para a aplicação prática de SAE em larga escala.

Este trabalho apresentou soluções que visam promover a sustentabilidade energética do campus da UNIFEI em Itajubá, bem como contribui para os processos de ensino, pesquisa e extensão de modo que professores, alunos e profissionais da área utilizem o laboratório vivo que é o campus da UNIFEI em Itajubá para seus estudos e pesquisas.

### **Agradecimentos**

Os autores agradecem o apoio financeiro proporcionado pelo Conselho Nacional de Pesquisa e Desenvolvimento (CNPq), Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais (FAPEMIG), Coordenação de Aperfeiçoamento Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) - Código Financeiro 001, Instituto Nacional de Energia Elétrica (INERGE) e Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI).

### **Referências**

EPE. **Micro e Minigeração Distribuída & Baterias Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032.** , 2022.

SALLES, M. G. DE S. E. **Análise de Viabilidade de Aplicação de Soluções de Sustentabilidade Energética no Campus da Unifei.** Itajubá: UNIFEI, 2022.

SILVA, F. A. C. E. **Modelagem Computacional para Análise Técnica, Econômica e Regulatória da Microrrede Inteligente do campus da UNIFEI -Itajubá.** Itajubá: UNIFEI, 2021.