

Gerenciamento de Operação de uma Microrrede de Energia Baseado no Custo da Energia Elétrica

Leonardo C. Santos¹, Janine Kniess¹, Jhon Brajhan B. Quispe¹

¹Programa de Pós-Graduação em Computação Aplicada
Universidade do Estado de Santa Catarina (Udesc) – Joinville – SC – Brazil

leonardo.santos@edu.udesc.br, janine.kniess@udesc.br,
jhon.quispe@udesc.br

Abstract. *Microgrids emerge as an alternative for the continuous supply of energy through the use of dispatchable sources, as battery bank, which address the uncertainties of renewable generation. However, an efficient system is necessary for the operation of the microgrid. This work proposes a technological approach for the management of a microgrid, aiming to reduce the cost of electricity through the control of microgrid equipment. The results showed a 14% reduction in the effective cost of electricity.*

Resumo. *As microrredes surgem como alternativa para o abastecimento contínuo de energia através do uso de fontes despacháveis, como os bancos de baterias, que atuam sobre as incertezas da geração renovável. No entanto, faz-se necessário um sistema de gerenciamento eficiente para a operação da microrrede. Este trabalho, propõe uma abordagem para o gerenciamento de uma microrrede, visando reduzir o custo da energia elétrica através do controle dos equipamentos da microrrede. Os resultados mostraram uma redução no custo efetivo da energia elétrica em 14%.*

1. Introdução

Microrredes são sistemas elétricos, cuja geração é próxima dos usuários, com fronteiras elétricas bem definidas, e controláveis que podem operar ilhados ou conectados à rede elétrica convencional (JUNIOR; FREITAS, 2020). Tem aplicações diversas, porém se destacam em ambientes que exigem operação contínua e controle sobre o consumo energético, como hospitais, regiões remotas ou indústria. Devem ser compostas por recursos renováveis, como os sistemas fotovoltaicos (PV) e eólicos, e por uma fonte despachável, como o sistema de armazenamento de energia por banco de baterias (do inglês, *Battery Energy Storage System* - BESS).

Dentre as funções amplamente exploradas do BESS, destaca-se o controle de pico (do inglês, *Peak Shaving* - PS) que visa limitar a importação de energia da Rede Concessionária de Energia (RCO), (KAMARULAZAM et al., 2022), sendo restrita a atuações dentro dos parâmetros de controle do equipamento para evitar degradação excessiva das células da bateria durante o uso (BREAZU et al., 2023). Este trabalho, propõe um sistema de tomada de decisões baseado no custo instantâneo carga e descarga do BESS em relação ao custo econômico instantâneo da energia elétrica. A microrrede (MG) possui um grupo de cargas reais do sistema, com PV e BESS. A validação dos cenários foi realizada no ambiente de simulação de *Hardware-in-the-Loop* (HIL) da *Typhoon HIL* (HIL., 2026).

2. Trabalhos relacionados

No trabalho de WANG et al. (2021), os autores propuseram o gerenciamento de uma microrrede contendo fontes renováveis mistas, com conexão com a RCO, uso de BESS e precificação da energia para resposta da demanda. Como resultado, o estudo de WANG et al. (2021) apresentou redução no custo de aproximadamente 20%.

No trabalho de Pinto et al. (2022), os autores propuseram uma abordagem de gerenciamento de potência para microrredes de corrente alternada, utilizando os conceitos de teoria microeconômica. Os experimentos foram realizados no simulador Typhoon HIL (HIL., 2026). Como resultado, observou-se o equilíbrio das potências e tensões com resposta adequada a variação de demanda, conseguindo manter a estabilidade da MG (PINTO et al., 2022). Em CIENFUEGOS et al. (2024), é proposto uma modelagem para reduzir o custo de importação utilizando o BESS e dados reais de produção solar. Os autores, comparam estratégias de carga e descarga para o BESS, realizam o PS, avaliam a degradação e o estado de carga do BESS (do inglês, *State of Charge - SoC*), em função do benefício econômico na fatura.

Como contribuição em relação aos trabalhos da literatura, o sistema proposto tem os seguintes objetivos: (i) reduzir a dependência de energia da RCO; (ii) realizar o controle de uma MG trifásica; (iii) realizar uma modelagem baseada no custo da energia estabelecida em contrato de potência com a RCO, que difere dos demais trabalhos, por considerar o PS com banda de histerese, e uso de média móvel exponencial para garantir que o valor de potência importada da RCO fique sempre abaixo do valor de contrato; e (iv) decisão de carga e descarga econômica do BESS com base no custo da energia da RCO.

3. Sistema de Gerenciamento de Microrrede de Energia

A Figura 1, representa o cenário real da MG considerada neste trabalho, com as características: a conexão com a RCO através de um conversor bidirecional que é o ponto de acoplamento (PAC) com a MG; um sistema de armazenamento de energia por baterias de íons de lítio (BESS) com um conversor bidirecional; um sistema fotovoltaico (PV) com um inversor de corrente conectado as três fases da microrrede, e cargas distribuídas em um sistema trifásico de 220V/127V. A MG de energia está instalada no laboratório, Núcleo de Processamento de Energia Elétrica, da Centro de Ciências e Tecnologia, da Universidade do Estado de Santa Catarina.

O sistema proposto, verifica o custo operacional da MG de energia em relação aos custos de energia elétrica, a fim de reduzir a dependência da energia da RCO. O sistema toma decisões baseadas no preço da energia elétrica em regime de contrato, que se baseia em um valor limite de potência contratada (P_{contr}) que pode ser utilizada, cuja ultrapassagem gera custo adicional. O custo da energia, considera-se três taxas de cobrança conforme o horário. O preço da energia com tributos é composto pelo imposto estadual, ICMS, e impostos federais de PIS e COFINS, calculados em um intervalo de 24 meses. O preço efetivo da energia elétrica da RCO é definido como $C_{grid,en}$, é de R\$ 0,85/kWh no regime sem contrato. No regime com contrato, os valores são: R\$ 0,72/kWh fora de ponta, entre 22:30h e 16:30h; R\$ 1,48/kWh na ponta, entre 18:30h e 20:30h; e R\$ 0,98/kWh nos períodos intermediários, entre 16:30h e 18:30h e entre 20:30h e 22:30h.

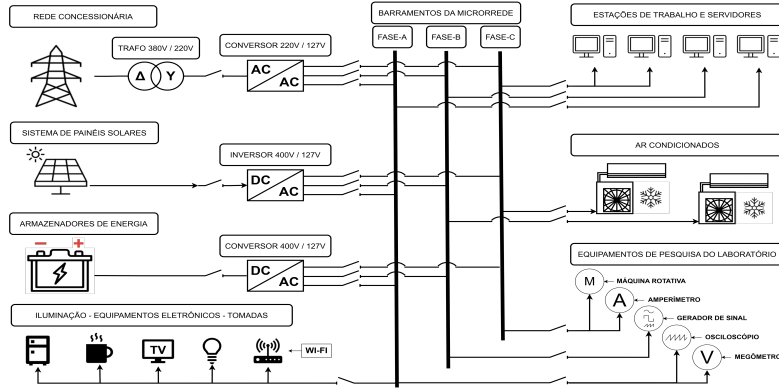


Figura 1. Representação da Microrrede Trifásica com Fontes e Cargas.

3.1. Modelagem do Problema de Gerenciamento da Microrrede

Considerando um sistema trifásico e um intervalo de tempo discreto Δt , define-se a potência ativa instantânea e medida no PAC importando energia como sendo $P_{grid,imp}$, com valores positivos. Para a exportação de energia para a RCO, definido por $P_{grid,exp}$, assume-se valores negativos quando a produção do PV supera a demanda. As cargas são representadas por P_{load} (valores negativos), P_{pv} representa o PV (valores positivos). O BESS é representado durante o carregamento como sendo, $P_{batt,chg} < 0$, para descarregar, $P_{batt,dsc} \geq 0$, não sendo permitida a simultaneidade de ações. A faixa operacional segura, obedece a recomendação dos fabricantes. Considera-se para os conversores o valor até 80%, e para o BESS a faixa entre 20% à 80% da capacidade nominal. A modelagem considera as restrições operacionais e o limite contratado com preços dinâmicos de energia, definido na Equação 1.

$$P_{grid,imp} = \min((P_{load} + P_{batt,chg}), P_{contr}) \quad (1)$$

A função de custo total da energia da RCO ($C_{grid,en}$), pode ser expressa pela Equação 2.

$$F_{c-rede} = C_{grid,en} \cdot P_{grid,imp} \cdot \Delta t \quad (2)$$

A potência instantânea do PV é definida por P_{pv} , e quando maior que a demanda das cargas, esta energia pode ser usada para recarregar o BESS, se $SoC < 80\%$, caso contrário é vendida para RCO. A função de custo da energia produzida pelo PV (F_{c-pv}), é definida como o custo da RCO em função da quantidade de energia produzida pelo PV em um dado intervalo de tempo Δt , expresso na Equação 3.

$$F_{c-pv} = C_{grid,en} \cdot P_{pv} \cdot \Delta t \quad (3)$$

Como parte fundamental da estratégia de gerenciamento e máximo aproveitamento, o BESS utiliza $P_{grid,exp}$ ou o período noturno para carregamento, pois, é um momento de baixo custo e pouca demanda no sistema. Para o carregamento noturno, calcula-se a quantidade de energia necessária para elevar o SoC até 80%, considerando o tempo entre a meia-noite e as 7h da manhã. A função de custo da energia do BESS é apresentada na Equação 4.

$$F_{c-batt} = P_{batt,dsc} \cdot \Delta t + (C_{grid,imp} + C_{grid,exp}) \cdot P_{batt,chg} \cdot \Delta t \quad (4)$$

Por fim, o equilíbrio de potência entre as fontes e as cargas é fundamental para o controle do sistema de uma MG, sendo uma restrição operacional verificada constantemente e definida pela Equação 5.

$$P_{grid,imp} + P_{pv} + P_{batt,dsc} = P_{grid,exp} + P_{load} + P_{batt,chr} \quad (5)$$

4. Experimentos Computacionais

Os experimentos computacionais foram implementados no simulador *Typhoon HIL* (HIL., 2026), que permite validar sistemas embarcados complexos e reproduzir as condições operacionais dos equipamentos da MG. Foram adicionados, dados meteorológicos referentes a irradiância e temperatura reais da plataforma OpenWeatherMap, do mês de janeiro de 2025 da cidade de Joinville. As cargas foram representadas através do levantamento das potências dos equipamentos do laboratório. Este trabalho, concentra-se no controle de potência ativa. A potência reativa não é controlada, pois, a imposição dos parâmetros elétricos é realizada pela RCO.

Na simulação, a microrrede é avaliada por fase, $phase \in Phases = \{A, B, C\}$, comparando-se a potência importada da rede, $P_{grid,imp,phase}$, e sua média móvel exponencial, $P_{ema,phase}$, com o limite contratado P_{contr} . Quando há tendência de ultrapassagem, o controlador calcula o erro, acumula em um termo integral que é usado para o ajuste de potência conforme a Equação 5. Em seguida, o custo instantâneo da RCO é usado para habilitar a atuação do BESS. A entrada e a saída do modo de redução de pico são controladas por bandas de histerese. Os cenários simulados, definidos pela presença de PV, BESS e pelos limites contratados total e por fase, são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1. Cenários Simulados no Typhoon HIL.

Cenário	Uso do BESS	Uso do PV	Potência Contratada (Total / Por fase)	Fora da ponta (R\$/kW)	Intermediário (R\$/kW)	Ponta (R\$/kW)	Tarifa Única (R\$/kW)
C1	Não	Não	0.0 / 0.0	–	–	–	≈ 0.85
C2	Não	Sim	0.0 / 0.0	–	–	–	≈ 0.85
C3	Sim	Não	13,5 kW / 4,5 kW	≈ 0.72	≈ 0.98	≈ 1.48	–
C4	Sim	Sim	13,5 kW / 4,5 kW	≈ 0.72	≈ 0.98	≈ 1.48	–
C5	Sim	Sim	12,0 kW / 4,0 kW	≈ 0.72	≈ 0.98	≈ 1.48	–
C6	Sim	Sim	15,0 kW / 5,0 kW	≈ 0.72	≈ 0.98	≈ 1.48	–

4.1. Resultados e Análise

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos dos cenários definidos na Tabela 1, foram avaliados com as métricas: (i) Potência máxima de pico registrada (kW); (ii) Variação do *SoC* do BESS (%); e (iii) Custo Total (R\$). Para todos os cenários utilizou-se o mesmo período de comparação de 30 dias de operação. Nos cenários 1 e 2, utilizou-se o valor da tarifa referente a um regime sem contrato de potência, pois, não há mecanismo de controle da demanda o que resultaria em custo elevado de importação de energia.

No Cenário 1, a RCO assume o valor integral da demanda ($P_{grid,imp} = P_{load}$). O BESS e PV não participam do Cenário 1. Na Figura 2, apresenta-se o consumo de energia das cargas conectadas na MG no quadrante inferior do gráfico, enquanto, no quadrante superior pode-se observar a resposta da rede a demanda. Como resultado do Cenário 1, observou-se que a potência de fase máxima importada atingiu valores superiores a 5,5 kW entre as 13h e as 14h e um custo de R\$4247. O custo obtido com o Cenário 1, será utilizado como comparação para os demais cenários. No Cenário 2, Figura 3, utiliza-se o PV com capacidade máxima de 900 W por fase (aplicado nos demais cenários), o BESS

não participa da MG. Na Figura 3, apresenta-se os resultados com a contribuição do PV para a redução da importação de energia da RCO, no entanto, após as 15h a uma redução na geração do PV, fazendo com que o pico de energia da fase atinja valores superiores a 5,0 kW, com custo de R\$ 3963. Para o Cenário 3 (Figura 4), o valor da potência

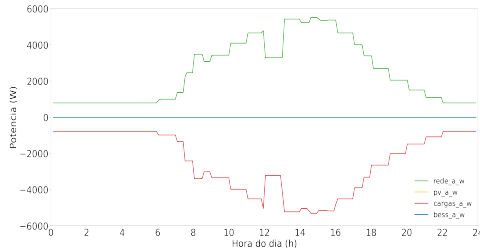


Figura 2. C1: Rede + Cargas.

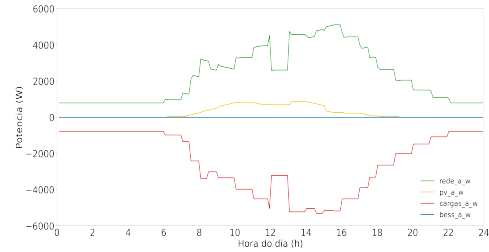


Figura 3. C2: Rede, Cargas e PV.

contratada (P_{contr}) é de 4,5 kW por fase, e foi escolhido com base na demanda diária das cargas desta microrrede. O PV não participa deste cenário para isolar o efeito do BESS no sistema. Na Figura 4, o BESS inicia a simulação com o carregamento até 80%. O PS atuou em duas oportunidades controlando a potência média importada da RCO, com uma variação do 25,57% do SoC , e resultando no custo total de R\$ 4088. O Cenário 4 (Figura 5), o BESS e o PV participam da configuração da MG, e a P_{contr} é de 4,5 kW por fase. Como resultado, o sistema controlou a potência média da fase, com variação média de SoC de 8,2% e custo estimado de R\$3649. No Cenário 5 (Figura 6), explora-se o uso do

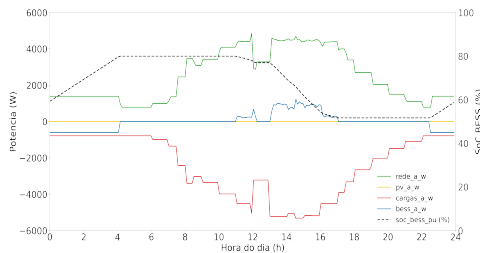


Figura 4. C3: Limite de 4.5 kW.

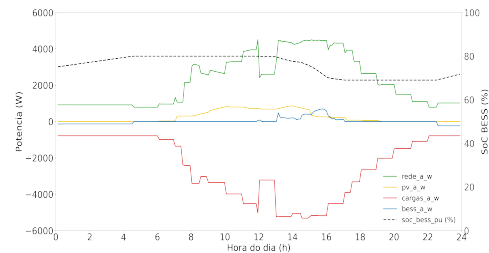


Figura 5. C4: Limite de 4.5 kW.

BESS, elevando sua taxa de utilização, considerando a mesma produção do PV. O objetivo é avaliar se uma maior participação do BESS resulta em maior ganho em relação ao custo operacional. Na Figura 6, observa-se a atuação do PV e do BESS, com P_{contr} de 4,0 kW por fase. Observou-se que o sistema controlou a potência média da fase, a variação do SoC média foi de 22,47%, e o custo de R\$ 3665. O Cenário 6 (Figura 7) possui o valor da P_{contr} de 5,0 kW por fase, com o objetivo de avaliar se a redução da participação do BESS a níveis mínimos, fornece ganhos em termos de economia de energia elétrica. O limite contratado ainda exige que o BESS participe em condições pontuais para equilíbrio da potência do sistema, com variação média de SoC de 1,86%, resultando em um custo de R\$ 3684.

Os resultados mostraram que o uso do PV é mais vantajoso em relação ao uso do BESS, para a redução do custo da fatura de energia. A energia do BESS se faz necessária para suprir a demanda em baixas condições de produção solar e intermitência da fonte renovável, requerendo um gerenciamento adequado.

5. Conclusões

Conclui-se, que o sistema proposto foi capaz de gerenciar a microrrede, neste estudo o BESS, e proporcionou uma redução de 14,08% no valor da energia, considerando os cus-

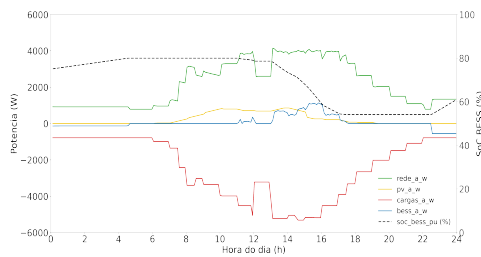


Figura 6. C5: Limite de 4.0 kW.

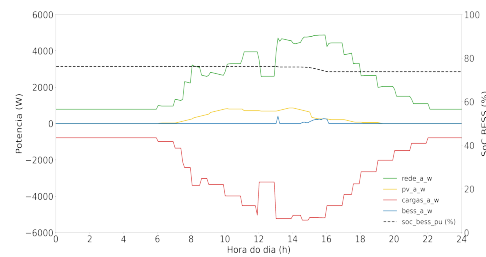


Figura 7. C6: Limite de 5.0 kW.

tos de energia dos equipamentos em função da vida útil dos equipamentos. Os resultados contribuem com direções para as aplicações que requeiram o fornecimento ininterrupto de energia, e a utilização de sistemas de armazenamento de energia, onde frequentemente são empregados os geradores a diesel que são mais poluentes e necessitam repor o combustível mesmo sem uso do sistema. Como trabalhos futuros, sugere-se aplicar algoritmos de otimização para refinar a solução, e a ampliação do escopo dos equipamentos de controle, como a modelagem de um conjunto de supercapacitores.

6. Agradecimentos

Este trabalho recebeu apoio financeiro da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - CAPES - Brasil (PROAP/AUXPE).

Referências

BREAZU, B. et al. Li-ion battery prognostics with statistical model and rnn trained with eis-based features. In: *2023 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*. [S.l.: s.n.], 2023. p. 1699–1705.

CIENFUEGOS, C. et al. Comparative analysis of battery energy storage systems' operation strategies for peak shaving in industries with or without installed photovoltaic capacity. *Renewable Energy Focus*, v. 49, p. 100574, 2024.

HIL., T. *Typhoon HIL Documentation*. 2026. Disponível em: <https://www.typhoon-hil.com/documentation/>.

JUNIOR, M. S.; FREITAS, L. Microrredes: Estado da arte, desafios e tendências para geração, distribuição e uso sustentável de energia elétrica / microgrids: State-of-the-art, challenges and trends for the sustainable generation, distribution and use of electricity. *Brazilian Applied Science Review*, v. 4, p. 3888–3906, 12 2020.

KAMARULAZAM, F. et al. Review of peak shaving features of the power box. *Energy Technology*, v. 10, n. 7, p. 2101055, 2022.

PINTO, L. et al. Contributions to power management in ac microgrids based on concepts of microeconomics theory. *Energies*, v. 15, p. 3890, 2022.

WANG, C. et al. Modeling and analysis of a microgrid considering the uncertainty in renewable energy resources, energy storage systems and demand management in electrical retail market. *Journal of Energy Storage*, v. 33, p. 102111, 2021.