

ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DA RECONFIGURAÇÃO DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM FONTES RENOVÁVEIS CONSIDERANDO BESS

Yanick Rodolfo Gomes¹
Edmarcio Antonio Belati¹

¹Universidade Federal do ABC

DOI: 10.47168/rbe.v30i3.940

RESUMO

Este trabalho prospecta a viabilidade técnica e econômica da integração de fontes renováveis, notadamente Geração Fotovoltaica (GF) na rede de distribuição elétrica. A metodologia adotada envolveu a Reconfiguração da Rede de Distribuição de Energia Elétrica (RRDEE) simultaneamente com a incorporação de *Battery Energy Storage Systems* (BESS). O escopo do trabalho é a implementação em um sistema de 33 barras, estabelecendo diferentes cenários prospectivos. Ao adotar uma abordagem prospectiva, buscou-se posicionar este estudo como um catalisador para o avanço da transição energética, promovendo a eficiência e a confiabilidade na rede de distribuição. As análises realizadas forneceram direcionamento estratégico para as empresas, guiando a implementação de soluções inovadoras em consonância com as demandas futuras do setor elétrico.

Palavras-chave: Reconfiguração de rede; Armazenamento de energia; Perdas de energia; Perfil de tensão; Viabilidade econômica.

ABSTRACT

This paper explores the technical and economic viability of integrating renewable sources, notably PV (photovoltaic) generation, into the electrical distribution network. The adopted methodology involved simultaneous distribution network reconfiguration with the incorporation of BESS (Battery Energy Storage Systems). The scope of the work is implemented in a 33-bus system, establishing different prospective scenarios. By adopting a forward-looking approach, the study aims to position itself as a catalyst for advancing the energy transition, promoting efficiency and reliability in the distribution network. The analyses conducted provide strategic direction for companies, guiding the implementation of innovative solutions in line with future demands of the electrical sector.

Keywords: Network reconfiguration; Energy storage system; Energy losses; Voltage profile; Economic viability.

1. INTRODUÇÃO

A crescente penetração de fontes renováveis na matriz energética global tem impulsionado significativamente a transição para um sistema energético mais sustentável e resiliente. No entanto, a intermitência inerente à geração elétrica a partir de fontes renováveis, como solar e eólica, representa um desafio substancial para a estabilidade e confiabilidade das redes de distribuição de energia elétrica (LOPES, 2022). Essa limitação decorre da variabilidade temporal e espacial dessas fontes, que não pode ser controlada de maneira previsível para atender às demandas flutuantes dos consumidores (SILVA et al., 2020).

Neste contexto, um problema emerge no campo da engenharia elétrica, que é como adaptar eficientemente a infraestrutura de rede para acomodar a intermitência das fontes renováveis e garantir a operação estável e confiável do sistema (GOMES et al., 2021). Uma solução promissora para este desafio reside na integração estratégica de BESS (*Battery Energy Storage Systems*) na rede de distribuição (DA SILVA et al., 2023). O BESS oferece a capacidade de armazenar eletricidade excedente durante períodos de alta geração e liberá-la conforme necessário, atenuando as flutuações na geração e facilitando a gestão dinâmica da carga (LOPES, 2022).

A Rede de Distribuição de Energia Elétrica (RRDEE) é um aspecto importante, permitindo ajustar a topologia da rede para otimizar seu desempenho (SILVA et al., 2020). Isso inclui a abertura ou fechamento estratégico de chaves de conexão para redirecionar o fluxo de potência, reduzindo perdas de energia e melhorando a estabilidade do sistema (GOMES et al., 2021). A reconfiguração, quando combinada com os BESSs, ajuda a manter os níveis de tensão dentro dos limites permitidos e melhora a resiliência da rede elétrica (DA SILVA et al., 2023).

O presente estudo propõe-se a investigar a viabilidade técnica e econômica da RRDEE com a incorporação de BESS, com foco na mitigação da intermitência das fontes renováveis. Por meio de uma análise proposta busca-se fornecer soluções fundamentais e estratégias eficazes de integração de fontes renováveis e gestão de rede.

2. METODOLOGIA PROPOSTA

2.1 Modelo Matemático Proposto ao RRD

O problema de Rede de Distribuição (RRD) consiste na minimização de perdas de energia e melhoramento de perfil de tensão nos barramentos de sistema, e pode ser representado pela Equação 1:

$$\text{Min } P_p = \sum_{i=1}^{n_l} R_i I^2 \quad (1)$$

Onde:

$\text{Min } P_p$ - Minimizar perdas ativas;

R_i - Resistência no ramo i ;

I - Corrente que circula no ramo i ;

n_l - Número de linhas da rede.

A função objetivo do problema da Equação (1) está sujeita às restrições descritas na sequência.

2.1.1 Restrição de fluxo de potência

Dentro dessas limitações, também estão incluídos os balanços de potência ativa e reativa dos nós do sistema em estudo, descritos pelas Equações (2) e (3).

$$PG_K - PC_K = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (2)$$

$$QG_K - QC_K = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (3)$$

Onde:

PG_K e QG_K - São Potência ativa e reativa injetada na barra, respectivamente;

PC_K e QC_K - São Potência ativa e reativa das cargas na barra, respectivamente;

V_k e V_m - Magnitudes de tensão nodal nas barras;

G_{km} e B_{km} - Parte real e imaginária do elemento da matriz admitância ($Y=G+jB$);

2.1.2 Restrições de magnitude de tensão

Para garantir a estabilidade do sistema é crucial que os valores de tensão em cada nó estejam dentro dos limites operacionais estabelecidos. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) define uma faixa adequada de operação para redes de distribuição, com valores nominais variando entre 1 kV e 69 kV. Esses limites, expressos na Equação (4), representam os valores máximos e mínimos de tensão permitidos em cada ponto do sistema.

$$V_{min} \leq V_i \leq V_{max} \quad (4)$$

2.2 Modelo matemático proposto ao BESS

O modelo matemático proposto para os Sistemas de Armazenamento de Energia com Bateria (BESS) visa minimizar as perdas de energia elétrica e melhorar os perfis de tensão nas barras, enfrentando as complexidades de um problema de grande escala, não linear e não convexo, especialmente desafiador devido à alta penetração de geração fotovoltaica (GF). A função objetivo (Equação 5) delinea esse propósito central. Além disso, o modelo é regido por várias restrições essenciais: a restrição de fluxo de potência (Equação 6), as limitações de magnitude de tensão (Equação 7), os requisitos de carregamento e descarregamento dos BESSs (Equação 8) e as capacidades dos próprios BESSs (Equação 9).

$$FOB = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{n_l} R_i I^2 \quad (5)$$

As restrições relacionadas a seguir são impostas à função objetivo.

2.2.1 Restrição de fluxo de potência para BESS

$$P_k^t + P_{PV_k^t} + P_{B_k^t} - P_{L_k^t} = V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (6)$$

$$Q_k^t + Q_{B_k^t} - Q_{L_k^t} = V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (7)$$

2.2.2 Restrição de magnitude de tensão para BESS

$$V_{Bmin} \leq V_{Bi} \leq V_{Bmax}$$

2.2.3 Limite de carregamento e descarregamento do BESS

$$B_{S_k^{t+1}} = B_{S_k^t} + n_c P_{B_k^t} \Delta t \tag{8}$$

$$B_{S_k^{t+1}} = B_{S_k^t} - n_c P_{B_k^t} \Delta t \tag{9}$$

3. ANÁLISES DOS RESULTADOS

As simulações foram conduzidas em um computador Dell equipado com um processador Intel® Core™ i7, com frequência de 1,8 GHz. O sistema conta com 8 GB de memória RAM e um SSD de 1 TB, proporcionando armazenamento rápido e eficiente. O computador opera com o sistema operacional Windows 11 Home de 64 bits, garantindo uma experiência de uso moderna e otimizada.

3.1 Sistema de 33 nós do RRD

O sistema descrito por Silva et al. (2020) é composto por 33 nós e 37 linhas, operando com uma tensão nominal de 12,66 kV. O sistema inclui 32 chaves de interconexão que permanecem normalmente fechadas e cinco chaves de interconexão abertas, além de cinco malhas. A Figura 1 (SILVA et al., 2020) ilustra o diagrama unifilar do sistema analisado.

Tabela 1 – Resultados de configuração sem GF

Sistema de 33 barras	Configuração inicial	Configuração final
Chaves abertas	33-34-35-36-37	7-9-14-32-37
Perdas (kW)	208,430	138,909
Tensão mínima (p.u)	0,91	0,96

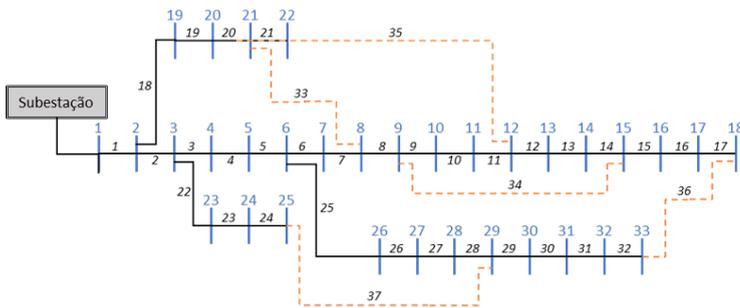


Figura 1 - Sistema de 33 barras

3.2 Análise de RRDEE

Para análise de RRDEE foram considerados diferentes cenários, conforme detalhado na Tabela 2. Os casos analisados são:

- Caso A – Sistema sem GF, com curva de carga residencial e sem reconfiguração;
- Caso B – Sistema considerando curva de carga com reconfiguração e sem GF;
- Caso C – Sistema considerando caso B com GF;
- Caso D – Sistema considerando curva de carga e novamente reconfigurado com GF.

A Tabela 2 apresenta os resultados para cada cenário analisado. Os dados referentes ao Caso A estão na segunda coluna. Ao longo de um período de 24 horas, as perdas de energia totalizaram 5636,052 kWh. Neste cenário, o sistema não passou por reconfiguração e operou com as chaves abertas inicialmente. Observa-se que, durante 21h, o sistema enfrentou o pico máximo de perdas, o que resultou em níveis baixos de tensão.

Tabela 2 - Resultados obtidos do sistema de 33 barras

Horas	Caso A	Caso B		Caso C	Caso D	
	Perdas (kW)	Perdas (kW)	Chaves	Perdas (kW)	Perdas (kW)	Chaves
0	208,430	138,909	7-9-14-32-37	138,909	138,909	7-9-14-32-37
1	129,513	87,278	7-9-14-32-37	87,278	87,278	7-9-14-32-37
2	116,218	78,477	7-9-14-32-37	87,278	87,278	7-9-14-32-37
3	86,421	58,659	7-9-14-32-37	78,477	78,477	7-9-14-32-37
4	66,009	44,983	7-9-14-32-37	58,659	58,659	7-9-14-32-37

Tabela 2 - Resultados obtidos do sistema de 33 barras (cont.)

Horas	Caso A	Caso B		Caso C	Caso D	
	Perdas (kW)	Perdas (kW)	Chaves	Perdas (kW)	Perdas (kW)	Chaves
5	70,833	48,983	7-9-14-32-37	48,983	48,983	7-9-14-32-37
6	132,962	89,223	7-9-14-32-37	89,223	89,223	7-9-14-32-37
7	174,311	116,701	7-9-14-32-37	113,277	113,135	7-10-14-32-37
8	140,041	94,204	7-9-14-32-37	89,154	88,529	7-10-14-32-37
9	226,191	150,809	7-9-14-32-37	142,166	141,028	7-10-14-32-37
10	261,191	172,938	7-9-14-32-37	161,794	159,794	7-10-14-32-37
11	222,136	147,784	7-9-14-32-37	136,467	134,442	7-10-14-31-37
12	217,511	144,792	7-9-14-32-37	133,701	131,711	7-10-14-31-37
13	203,974	136,017	7-9-14-32-37	126,323	124,858	7-10-14-32-37
14	219,511	146,538	7-9-14-32-37	136,276	135,134	7-10-14-32-37
15	204,562	101,414	7-9-14-32-37	96,245	95,632	7-10-14-32-37
16	218,358	91,864	7-9-14-32-37	88,927	88,761	7-10-14-32-37
17	143,616	96,575	7-9-14-32-37	96,476	95,476	7-9-14-32-37
18	309,640	203,874	7-9-14-32-37	203,695	203,695	7-9-14-32-37
19	421,809	274,439	7-9-14-32-37	274,439	274,436	7-9-14-32-37
20	493,558	318,850	7-9-14-32-37	318,853	318,853	7-9-14-32-37
21	501,125	323,506	7-9-14-32-37	323,506	323,506	7-9-14-32-37
22	486,064	314,239	7-9-14-32-37	314,239	314,239	7-9-14-32-37
23	382,068	249,601	7-9-14-32-37	249,601	249,601	7-9-14-32-37
Total	5636,052	3630,657	-	3593,946	3581,637	-

Os resultados referentes ao Caso B são apresentados na coluna 3 da Tabela 2. Nesse cenário, o sistema foi reconfigurado sem a consideração da Geração GF. Com essa reconfiguração houve uma redução significativa nas perdas, que totalizaram 3.630,657 kWh ao longo do período de 24 horas. O pico de perdas voltou a ocorrer às 21h.

Os resultados referentes ao Caso C são apresentados na coluna 4 da Tabela 2. Nesse caso foi adotada a mesma reconfiguração utilizada no Caso B, porém com a inclusão da GF. As perdas de energia foram reduzidas principalmente durante os horários de pico da GF, totalizando 3.593,946 kWh ao longo do período analisado. Vale destacar que, em certas situações, a integração da GF à rede pode, ocasionalmente, impactar negativamente o desempenho do sistema.

Os resultados referentes ao caso D são apresentados na coluna 5 da Tabela 2. Nesse cenário as perdas foram reduzidas, e a última coluna destacada em vermelho mostra as alterações resultantes da reconfiguração. No total, as perdas de energia elétrica nesse caso somaram 3.581,637 kWh. É importante observar que a redução das perdas entre os casos C e D é bastante semelhante.

Na Figura 2 são apresentadas as curvas dos casos descritos na Tabela 2. A análise dessas curvas revela que os casos C e D apresentam as menores perdas de energia elétrica em comparação com os casos A e B. Além disso, é notável que a GF demonstrou um desempenho particularmente eficiente. Essa melhoria substancial no caso GF pode ser atribuída à escolha da barra para sua locação. Esses resultados sublinham a eficácia das reconfigurações implementadas e oferecem uma visão importante para otimizar ainda mais o sistema.

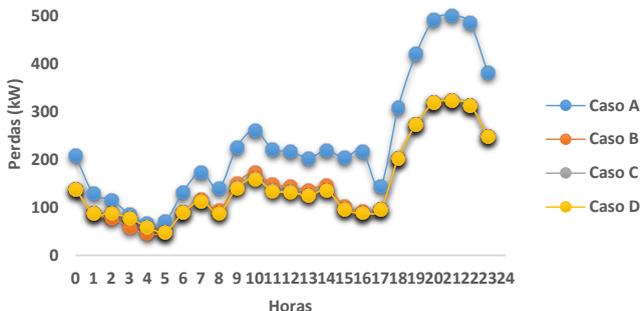


Figura 2 - Resultados da simulação de perdas - Sistema de 33 barras

3.3 Sistema de 33 nós com BESS

A Figura 3 (GOMES et al., 2023), similar à Figura 1, apresenta alocação de dois BESS e nove sistemas GF com diferentes capacidades, que são indicadas na própria figura.

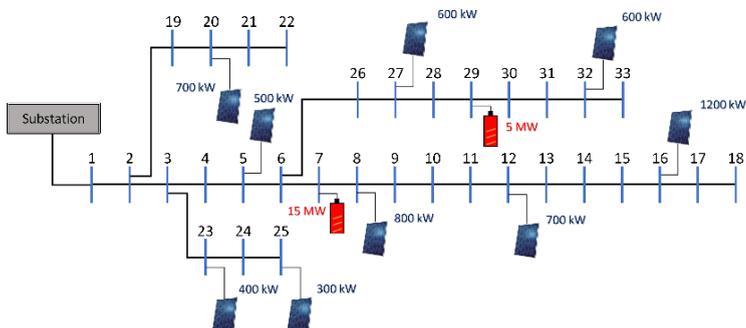


Figura 3 - Sistema de 33 barras com GF e BESS

3.3.1 Análise do BESS

Nesta seção são reportadas as análises realizadas do BESS alocado em diferentes barras do sistema apresentado na Figura 3. A Figura 4 ilustra o carregamento e descarregamento do BESS alocado na barra 7. Observa-se que o carregamento do BESS teve início nos horários de pico de radiação solar, atingindo o carregamento máximo às 16h. A partir das 19h o BESS começou a descarregar devido aos horários de maior consumo de energia elétrica.

A Figura 5 mostra a operação de dois BESS alocados na barra 29, caso em que o carregamento e descarregamento são mais lentos em comparação com a barra 7 da Figura 4 devido à maior capacidade do BESS. Essa diferença na capacidade influencia o tempo necessário para carregar e descarregar as baterias, demonstrando como a alocação do BESS em diferentes barras pode impactar a dinâmica do sistema.

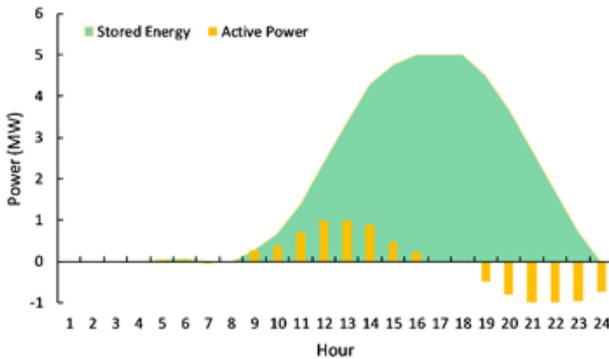


Figura 4 - Carga e descarga do BESS na barra 7

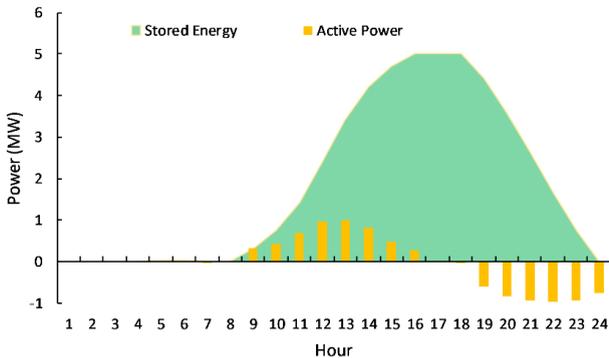


Figura 5 - Carga e descarga do BESS na barra 29

A Figura 6 apresenta as curvas de tensão em três horários distintos do dia: 6h, 12h e 21h, sem considerar o uso do BESS. Percebe-se que às 6h a curva de tensão permanece próxima ao limite máximo permitido, sugerindo um baixo consumo elétrico nesse horário. Às 12h a curva de tensão está entre 1 pu e 1,05 pu, também próximo ao limite máximo, devido à elevada geração solar nesse horário. Já às 21h, durante o pico de demanda, a curva de tensão cai para a faixa mínima permitida, atingindo 0,92 pu. Isso indica que a demanda de energia elétrica à noite é alta, levando a uma redução no nível de tensão.

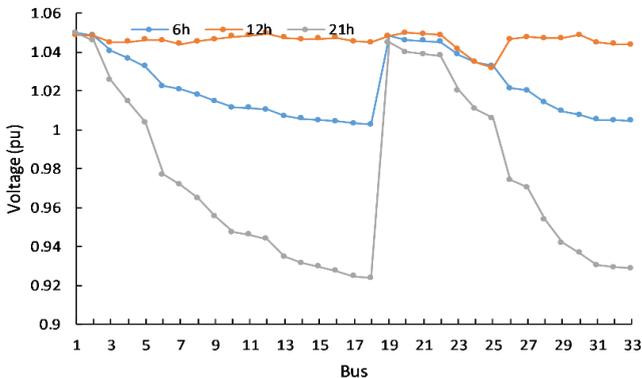


Figura 6 - Perfil de tensão sem BESS

Quando se considera o BESS na análise, como ilustrado na Figura 6, observam-se os mesmos padrões de curva de tensão às 6h e 12h, como visto anteriormente. No entanto, às 21h há uma melhoria significativa na curva de tensão, que passa de 0,92 pu para 0,97 pu. Isso demonstra que a energia armazenada pelo BESS é liberada durante os horários de alta demanda, melhorando o nível de tensão no sistema de distribuição de energia elétrica.

A melhoria nas curvas de tensão durante os horários de pico de demanda, proporcionada pela utilização do BESS, evidencia a eficácia do sistema de armazenamento de energia elétrica em ajudar a equilibrar a oferta e a demanda de energia no sistema, contribuindo para uma operação mais estável e confiável.

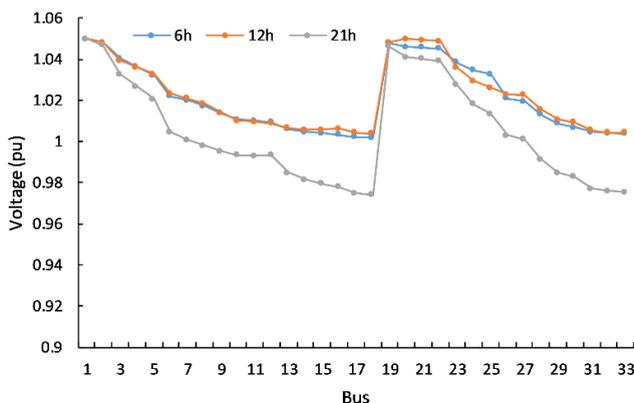


Figura 7 - Perfil de tensão com BESS

3.3.2 Análise da viabilidade econômica

A análise dos diferentes cenários apresentados na Tabela 2 mostra que a reconfiguração do sistema e consideração da GF podem reduzir as perdas de energia de forma significativa, especialmente em horários de pico de demanda. Ao diminuir as perdas de energia há uma melhoria na eficiência do sistema elétrico, resultando em benefícios econômicos. A redução das perdas pode levar a economias em custos de operação e manutenção, bem como a um uso mais eficiente dos recursos energéticos. Portanto, investir em reconfigurações estratégicas e em geração distribuída, como a GF, pode ser uma alternativa econômica vantajosa para o sistema, mas neste trabalho não foram considerados os investimentos necessários.

A gestão do carregamento e descarregamento do BESS em diferentes pontos da rede elétrica foi feita considerando que BESS é carregado durante períodos de alta geração solar ou baixa demanda, e é descarregado durante os horários de maior consumo. Essa dinâmica contribui para a redução das perdas de energia elétrica e para a melhoria dos níveis de tensão durante os picos de demanda. Para as concessionárias de energia elétrica o BESS pode ser uma solução economicamente vantajosa ao ajudar a estabilizar o sistema elétrico, diminuir as variações nos níveis de tensão e mitigar os picos de demanda. Isso pode levar a uma redução nos custos operacionais e ao aumento da eficiência do sistema. Portanto, a integração do BESS pode resultar em economias significativas e otimizar o desempenho da rede elétrica, especialmente em sistemas com alta inserção de geração com fontes renováveis de energia.

4. CONCLUSÃO

No trabalho, foram abordadas duas metodologias distintas para a análise e otimização do sistema de 33 barras, RRDEE e BESS. Ambas as metodologias demonstraram resultados positivos e alinhados com as expectativas.

Para a metodologia RRDEE foram apresentados diferentes cenários, que destacaram a eficiência da reconfiguração da rede e otimização do desempenho do sistema. Esses cenários mostraram melhorias significativas nas condições operacionais da rede, com reduções nas perdas e melhorias na estabilidade do sistema.

Por outro lado, a aplicação do BESS revelou um impacto positivo na redução das perdas e na melhoria dos níveis de tensão durante períodos de alta demanda. O BESS contribuiu para a estabilização do sistema elétrico, diminuindo a variação nos níveis de tensão e mitigando os picos de demanda. Esses benefícios são especialmente relevantes para concessionárias de eletricidade, pois podem traduzir-se em economias nos custos operacionais e maior eficiência na gestão da rede.

Portanto, as alternativas propostas oferecem uma abordagem viável para lidar com os desafios de redes elétricas modernas com alta inserção de geração com fontes renováveis e Geração Distribuídas. Ao minimizar perdas de energia elétrica e melhorar os perfis de tensão nas barras, há uma operação mais eficiente e sustentável do sistema elétrico. Incentivos financeiros e regulatórios podem desempenhar um papel fundamental na promoção dessa transição, permitindo um futuro energético mais verde e estável.

5. AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer à CAPES pelo apoio financeiro e à UFABC pela infraestrutura e recursos oferecidos para o desenvolvimento da pesquisa.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

DA SILVA, D. J.; BELATI, E. A.; LÓPEZ-LEZAMA, J. M. A mathematical programming approach for the optimal operation of storage systems, photovoltaic and wind power generation. *Energies MDPI*, v. 16, n. 3, p. 1-17, 2023. ISSN 1996-1073. doi: 10.3390/en16031269.

GOMES, Y. R.; BELATI, E. A.; VARGAS, R. Flower pollination algorithm for distribution system reconfiguration problem. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)* v. 4, p. 1-5, 2021. doi.org/10.1109/ISGTLatinAmerica52371.2021.9543013.

GOMES, Yanick Rodolfo et al. Daily and Weekly Operation of Battery Energy Storage Systems in Networks with High Photovoltaic Generation Penetration: A Comprehensive Analysis. International Symposium on Energy: Energy Transition, Green Hydrogen and Sustainable Industry. V.1, p.1-5, 2023. <https://doi.org/10.55592/ISE.2023.2515747>

LOPES, J. C.; SOUSA, T. Transmission system electromechanical stability analysis with high penetration of renewable generation and battery energy storage system application. Energies MDPI. v. 15, n. 6, p. 1-20, 2022. ISSN 1996-1073. doi: 10.3390/en15062060

SILVA, L. I.; BELATI, E. A.; GEREZ, C.; JUNIOR, I. C. S. Reduced search space combined with particle swarm optimization for distribution system reconfiguration. Electrical Engineering, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s00202-020-01150-z>.