

Análise comparativa de aplicações de sistema de armazenamento de baterias em redes de alta/média tensão e baixa tensão

1st Gabriela Zorzela

Laboratório de Análise e Proteção de
Sistemas Elétricos (LAPES)
Universidade Federal de Santa Maria
(UFSM)
Santa Maria, Brasil
gabriela.zorzela@acad.ufsm.br

2nd Gustavo Marchesan

Departamento de Eletromecânica e
Sistemas de Potência (DESP)
Universidade Federal de Santa Maria
(UFSM)
Santa Maria, Brasil
marchesan.gustavo@ufsm.br

Abstract— Considerando o cenário atual, de aumento significativo da inserção de gerações distribuídas com fontes renováveis nos sistemas elétricos e a busca pela evolução dos sistemas de distribuição em direção às redes inteligentes, vários estudos apontam que os sistemas de armazenamento de energia elétrica podem ser um ponto chave nesta transição. O número de trabalhos neste tópico tem crescido bastante na última década e os avanços tecnológicos deste período também contribuem para o desenvolvimento dos sistemas de armazenamento, principalmente com baterias. Dessa forma, a fim de contribuir com estes estudos, o objetivo deste artigo é comparar as aplicações de sistemas de armazenamento de energia com baterias aplicadas em média ou alta tensão (MT/AT) e baixa tensão (BT). Os parâmetros de avaliação considerados foram a análise técnica, considerando os principais impactos na rede elétrica, a análise econômica, considerando os custos de aquisição e operação, e a análise dos padrões de gerenciamento de cada aplicação. Para cada aspecto citado, são destacadas as vantagens e os desafios envolvidos na inserção dos sistemas de armazenamento através de baterias. Ainda, é realizada uma ponderação sobre as oportunidades e desafios da aplicação desses sistemas no setor elétrico brasileiro.

Keywords—*Battery Energy Storage Systems (BESS), comparative analysis, application of BESS in medium or high voltage (MV/HV) systems and in low voltage (LV) systems.*

I. INTRODUÇÃO

Na última década, o mercado de energia tem intensificado a promoção da inserção de gerações distribuídas (GDs) renováveis nos sistemas elétricos em escala global, em especial das fontes eólica e solar [1]. Com o aumento da inserção destas fontes renováveis nos sistemas elétricos, os sistemas de armazenamento energético (SAE) são vistos como uma alternativa para lidar com a intermitência de geração destas fontes, evitando desperdícios de potência gerada em intervalos de menor demanda do sistema. Os sistemas de armazenamento energético com baterias (SAEB) têm se destacado quando comparados a outros SAE com diferentes fontes de armazenamento devido à sua flexibilidade, ao crescimento dos avanços tecnológicos e à ampla gama de aplicações [2], [3]. Estes sistemas são capazes de linearizar oscilações em curvas de carga oriundas de fontes renováveis, com isso reduzindo picos e flutuações de carga, e auxiliando no manejo do fluxo reverso de potência na rede, além de contribuir para a regulação dos níveis de frequência e tensão. Desta forma, os SAEB colaboram com a manutenção da qualidade de energia e confiabilidade do fornecimento de eletricidade [1-4].

Ainda, estes sistemas de armazenamento são fortemente cogitados para operação ilhada de porções do sistema, suprimento adequado da demanda de energia elétrica,

postergação de investimento com expansão de linhas de distribuição e transmissão, e para otimização de resolução de problemas na rede [4]. Alguns aspectos que desafiam a aplicação de SAEB são a duração dos ciclos de vida útil das baterias, o ajuste de taxa de carregamento e descarregamento, a garantia de segurança, o dimensionamento, o custo de aquisição, os processos de conversão de energia e o gerenciamento global do arranjo. Quanto maior o sistema de armazenamento, maiores os custos envolvendo sua aquisição e maior a complexidade de gerenciamento e controle necessários. Sistemas menores, a nível de distribuição permitem uma regulação de tensão e qualidade de energia mais controladas, entretanto o desafio se torna o controle do fluxo de potência. Além disso, existem perdas envolvidas nos processos de conversão de energia nas fontes distribuídas [5].

Um dos aspectos que influenciam a análise da inserção de um sistema de armazenamento por baterias é o nível de tensão no qual se pretende conectar o armazenamento. As nomenclaturas FTM (do inglês *front of the meter*) e BTM (do inglês *behind the meter*) tem sido utilizada para classificar aplicações “em frente ao medidor”, inseridas no sistema elétrico sob supervisão da concessionária distribuidora de energia, e “atrás do medidor”, inseridas no sistema do consumidor [6]. Assim, este artigo se destina a reunir estudos de aplicações de SAEB em alta ou média tensão classificadas como FTM e de aplicações de SAEB em baixa tensão, classificadas como BTM. Dentro desta revisão, serão ressaltadas as vantagens e desafios da implementação de cada estudo apresentado a fim de comparar os principais aspectos que influenciam esses dois cenários da inserção de SAEB. Ainda, esse comparativo irá avaliar os estudos propostos a fim de definir as aplicações mais vantajosas em relação aos aspectos econômico, técnico e de gerenciamento dos sistemas de armazenamento por baterias.

Este artigo está dividido da seguinte forma: na segunda seção, são citados estudos e aplicações envolvendo a análise de sistemas de armazenamento elétrico de baterias em sistemas de média ou baixa tensão (MT/BT) e em sistemas de baixa tensão (BT); a terceira seção mostra ponderações acerca dos aspectos técnicos, econômicos e de gerenciamento; na quarta seção são destacadas as vantagens e desvantagens das duas aplicações propostas e os tópicos da terceira seção são brevemente discutidos; a quinta seção apresenta uma ponderação sobre a melhor aplicação para o cenário do sistema elétrico brasileiro; por fim, a última seção traz a conclusão do artigo.

II. CARACTERÍSTICAS GERAIS DAS APLICAÇÕES

A. Aplicações em MT

Em [7], os autores apresentam um estudo de alocação ótima de SAEB na média tensão implementado no sistema IEEE 24 barras. A alocação ótima contribuiu para aumento da vida útil das baterias (através do cálculo do ciclo ótimo de carga e descarga). Além disso, foi observada redução do consumo residencial de eletricidade através da rede. Os desafios observados foram a complexidade da modelagem dos componentes da rede e suas características elétricas e necessidade de alto desempenho computacional. Outro estudo de alocação ótima é apresentado por [8]. Em seus resultados, os autores afirmam que a integração de sistemas de armazenamento com baterias no sistema teste contribuiu para a redução dos custos operacionais da rede.

Uma revisão sobre sistemas de armazenamento e gerenciamento de baterias aplicados à rede elétrica é apresentada por [9]. Os autores afirmam que adicionar SAEB na rede contribui para utilizar a máxima capacidade de geração das plantas dos sistemas, além de reduzir as perdas na transmissão de energia. Sua utilização diversifica a matriz energética já que permite maior participação de gerações através de fontes de energia renováveis. Além disso, SAEB em aplicações FTM podem responder instantaneamente à demanda da rede e há possibilidade de operar muitas horas, com grande capacidade de armazenamento dependendo dos modelos disponíveis no mercado.

B. Aplicações em BT

Considerando um cenário onde a porcentagem de gerações com fontes renováveis já é bastante significativa, existe a necessidade de reduzir a injeção de energia gerada por estas GDs a fim de evitar problemas como sobretensão, por exemplo. Esta é a problemática introduzida em [10], onde o autor menciona duas possíveis soluções não tradicionais envolvendo a inserção de baterias BTM para aumentar a capacidade instalada de gerações fotovoltaicas na rede elétrica da Austrália. A conclusão final é de que a aquisição de baterias de “prateleira” (modelos padronizados disponíveis no mercado) acopladas a sistemas fotovoltaicos (PV) de forma isolada podem apresentar benefícios apenas para os donos, já que ajudaram a reduzir em aproximadamente 80% o consumo de energia proveniente da rede elétrica em períodos em que a geração por parte do sistema PV é reduzida ou inexistente.

A segunda solução envolve utilizar as baterias BTM com placas de controle mais sofisticadas. Essa alternativa se mostrou efetiva na redução do uso de serviços auxiliares e contribuiu para diminuir os picos de potência demandados nos transformadores da rede elétrica MT/BT. Ainda que o consumo de energia importada da rede pelos consumidores seja um pouco maior do que no caso anterior, o custo pode ser consideravelmente menor do que o capital requerido para soluções tradicionais com os mesmos benefícios mostrados para a rede, como o aumento da capacidade do sistema como um todo. Um estudo similar é apresentado em [11], onde propõe-se uma estrutura de controle distribuído com base em agentes que permite a utilização das capacidades subutilizadas de sistemas de baterias BTM.

O estudo sugere um gerenciamento diário onde o prosumidor pode agendar quando irá deixar seu SAEB disponível para que um agente mediador entre ele e a concessionária possa planejar os serviços disponíveis para o sistema elétrico com um dia de antecedência. Os autores afirmam que esta solução reduz a complexidade do

gerenciamento das baterias BTM existentes na rede, além de possibilitarem a disponibilização de serviços ancilares como regulação de frequência primária, redução de pico de carga, suavização da inserção da energia gerada através de fontes renováveis, fluxo de carga ideal para o dia seguinte e em tempo real e aproveitamento da capacidade de geração de energia reativa dos inversores associados aos sistemas SAEB-PV para suporte de tensão. O sistema de controle proposto foi capaz de reduzir os custos de operação diária dos prosumidores, além de prover suporte de tensão para a rede. Entretanto, conclui-se que a arquitetura de controle proposta é para as redes elétricas do futuro, onde espera-se um alto grau de penetração de SAEB BTM e maior modernização das plataformas de interface e comunicação entre os sistemas.

Em [12], um estudo apresenta uma rede AC de pequena escala com sistemas fotovoltaicos, um carro elétrico e controle de cargas variáveis em aplicações comerciais. Conclui-se que a inserção de baterias na rede de distribuição contribuiu para a redução na demanda de energia elétrica da rede e para redução do consumo de eletricidade através da rede elétrica convencional. Um algoritmo para gerenciamento do consumo de energia em prédios equipados com sistemas fotovoltaicos e armazenamento através de baterias é apresentado em [13]. Os autores afirmam que é possível reduzir o consumo de energia elétrica através da utilização do método proposto, que utiliza dados como custo de energia, condições climáticas e a curva de carga típica dos moradores do prédio. Ainda, concluem que a presença de um prédio equipado com um sistema fotovoltaico e um SAEB funcionando de forma otimizada, com um algoritmo como proposto por eles, pode aumentar a capacidade de inserção de gerações distribuídas em uma rede, auxiliando no descongestionamento da rede elétrica.

III. ANÁLISE

A análise dos aspectos técnico, de gerenciamento e econômico foi escolhida uma vez que a estes foram as principais questões observadas nos estudos que envolvem aplicações de SAEB. Dessa forma, a fim de evidenciar as diferenças das aplicações FTM e BTM em relação a estes aspectos, cada um deles é expandido a seguir.

A. Análise técnica

Em relação aos aspectos técnicos da inserção de sistemas de armazenamento de energia através de baterias, percebeu-se que ambas aplicações FTM e BTM possuem capacidade de fornecer serviços ancilares à rede como regulação de tensão e frequência, redução do pico de carga e da sobrecarga na rede, podem ser atingidos em ambas aplicações. Todavia, o foco das aplicações FTM é atender às necessidades da rede, de modo que os serviços podem ser mais eficientes e diretamente gerenciáveis. Já o objetivo principal das aplicações BTM está focado nas necessidades do dono do sistema de armazenamento como a redução dos custos da fatura de energia elétrica. Isso leva a um cenário onde a oferta de serviços ancilares está em segundo plano e, portanto, sujeita à disponibilidade de capacidade suficiente para atender aos serviços de maneira a não comprometer a qualidade do fornecimento de energia [6].

B. Análise de gerenciamento

Segundo [9], a inserção de sistemas de baterias na rede elétrica em larga escala requer um sistema de gerenciamento preditivo e adaptativo a fim de alcançar um despacho de energia mais eficiente e determinar taxas ótimas de carga e

descarga das baterias. No estudo de [11], o autor conclui que para aplicações de SAEB BTM, o gerenciamento através de arquiteturas de controle descentralizado facilita o controle geral do sistema elétrico, dissociando o problema complexo original e aproveitando o poder de processamento de várias entidades para determinar os pontos de ajuste da operação.

C. Análise econômica

Apesar do alto custo de aquisição de baterias para aplicação BTM, um estudo de caso proposto em [14] mostrou que esta é uma aplicação economicamente viável para clientes atendidos em média tensão com um perfil de consumo previsível e estável, especialmente aqueles com uma estrutura tarifária de tempo de uso para demanda e energia. Para prossumidores atendidos em baixa tensão, entende-se que incentivos financeiros ainda são necessários para que participem dos serviços da rede e tenham maior interesse na aquisição de SAEB [9]. Além disso, entende-se que incentivos também são necessários em relação ao desenvolvimento de normas para a regulamentação da operação de agentes mediadores entre donos de SAEB e a concessionária.

IV. OPORTUNIDADES E DESAFIOS

As Tabela I e Tabela II apresentam as vantagens e desvantagens citadas ao longo do artigo envolvendo as aplicações em alta ou média tensão e em baixa tensão, respectivamente.

TABELA I

VANTAGENS E DESVANTAGENS DE APLICAÇÕES FTM

Vantagens	<ul style="list-style-type: none"> • Descongestionamento da rede e alívio da sobrecarga (redução de perdas); • Aumento da capacidade de instalação de cargas e GDs; • Controle direto dos níveis de tensão e frequência da rede, dentre outros parâmetros; • Aumento da eficiência e qualidade de energia; • Maior confiabilidade no fornecimento;
Desvantagens	<ul style="list-style-type: none"> • Falta de maturidade dos avanços tecnológicos; • Alto custo de aquisição; • Alta complexidade de sistemas de gerenciamento.

Através das informações expostas e dos pontos ressaltados na seção anterior, é possível perceber que em relação aos aspectos técnicos, ainda que as vantagens de aplicações FTM e BTM sejam bastante similares, as primeiras se destacam devido ao fato de que a operação da rede dentro dos parâmetros técnicos adequados é o objetivo principal. Além disso, muitas variáveis estão envolvidas na dinâmica de fornecimento de serviços ancilares através de aplicações BTM. Em relação ao gerenciamento de SAEB, para aplicações na rede de distribuição o sistema necessário é bastante robusto e oneroso. A alternativa de divisão da rede em pequenos subsistemas apresenta benefícios para lidar com a complexidade do gerenciamento. Ainda, a inserção de um terceiro fator como agentes mediadores se mostra interessante

e permite que o gerenciamento de baterias BTM possam também ser inseridas em um sistema de gerenciamento mais completo.

A avaliação dos aspectos econômicos permite concluir que a aquisição de SAEB em grande escala pela concessionária fornecedora de energia representa um investimento bastante alto em vista da taxa de retorno. Os resultados obtidos através de um sistema de armazenamento representam vantagens secundárias como a manutenção da qualidade do fornecimento de energia e redução da sobrecarga da rede e de seus equipamentos. Portanto, outros meios de abatimento do montante investido seriam repassar a cobrança pela melhoria dos serviços oferecidos aos consumidores, o que torna uma questão burocrática e polêmica. Por outro lado, a aquisição de SAEB pelos prossumidores, mostrou-se um investimento viável do ponto de vista econômico quando consumidores atendidos em alta ou média tensão são considerados.

TABELA II

VANTAGENS E DESVANTAGENS DE APLICAÇÕES BTM

Vantagens	<ul style="list-style-type: none"> • Descongestionamento da rede e alívio da sobrecarga (redução de perdas); • Redução da fatura de energia (principalmente quando associada à tarifa branca); • Possibilidade de operação ilhada; • Disponibilidade maior de arranjos de baterias (já que são menores). • Redução da demanda contratada para consumidores atendidos em MT/AT;
Desvantagens	<ul style="list-style-type: none"> • Maturidade dos avanços tecnológicos; • Dificuldade de monitoramento pela concessionária; • Pouco incentivo aos prossumidores; • Lacunas regulatórias.

V. ESTUDO DE CASO

A fim de avaliar a melhor alternativa dentre aplicações FTM ou BTM para inserção de sistemas de armazenamento de energia com baterias no sistema elétrico brasileiro, o cenário é avaliado de forma geral. No Brasil, não existem normas no setor elétrico que regulamentem a ação de agentes mediadores como agregadores independentes entre prossumidores e concessionárias. Agregadores, segundo a ANEEL, na Resolução Normativa nº 1.040/2022 são tratados como “sendo agentes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE nas categorias de consumidores, comercializadores e geradores, responsáveis por agregar e centralizar as cargas dos consumidores” [15]. Desta forma, percebe-se que a ação de gerenciamento destas entidades está vinculada à figura de concessionárias de energia. Com isso, uma das soluções propostas dentre os estudos citados neste artigo, como a implementação de uma plataforma independente que promove o gerenciamento entre armazenamento e geração disponíveis pela parte dos prossumidores ainda não é viável no cenário brasileiro. Este é um ponto negativo para aplicação de baterias BTM com intuito de prestação de serviços ancilares à rede elétrica.

Além disso, atualmente não existe nenhum tipo de incentivo para que os prossumidores participem ativamente da regulação de parâmetros da rede através de seus recursos, ainda que existam vários estudos avaliando esta questão. Desse modo, as aplicações de sistemas de armazenamento BTM possuem maior foco em atender demandas do proprietário, de modo que os benefícios para a rede de distribuição são secundários. As aplicações de baterias FTM pela concessionária se mostram um investimento de grande porte para obtenção de benefícios que não trazem retorno econômico direto. Dadas estas condições, tanto a aplicação de baterias em alta ou média tensão quanto em baixa tensão requerem a regulamentação e criação de novas normas que favoreçam a sua implementação. No caso das aplicações BTM, é necessário o incentivo financeiro para que os prossumidores participem dos serviços ancilares. No caso das aplicações FTM, é necessária a conscientização dos prossumidores de que a aquisição de um sistema de armazenamento em larga escala é um item necessário para manutenção de um ecossistema eficiente para o fluxo de energia elétrica.

No cenário brasileiro, a aplicação mais viável no curto prazo é a inserção de sistemas de baterias FTM. A regulamentação para a disponibilização dos recursos BTM na rede elétrica é recente, com a primeira norma regulamentando inversores híbridos, criada em 2022 [16]. No entanto, o setor elétrico ainda está em processo de adequação e consolidação da norma, com prazos em andamento. Além disso, o gerenciamento, mesmo que mais oneroso, pode ser mais robusto e apresentar ação mais direta se aplicado diretamente pelos órgãos operadores. Mesmo que o custo de aquisição dos sistemas de armazenamento por baterias em larga escala necessite de um investimento maior, à medida que o número de fontes renováveis de comportamento intermitente como solar e eólica aumenta no sistema, entende-se que a inserção de SAEB se torne um recurso bastante vantajoso a fim de que o fornecimento de energia possa continuar eficiente e confiável. De forma geral, esta é a opção mais favorável para o momento atual. Quando consideramos os cenários futuros, com maior desenvolvimento das tecnologias de baterias e dos sistemas de integração, maior flexibilidade de interface entre agentes, e cada vez mais próximos do conceito de redes inteligentes, entende-se que ambas as aplicações FTM e BTM terão seu nicho de destaque e poderão contribuir para um sistema elétrico mais desenvolvido.

VI. CONCLUSÃO

Considerando o aumento da inserção de gerações distribuídas renováveis nos sistemas elétricos atuais e o aumento dos estudos da aplicação conjunta dessas fontes com sistemas de armazenamento, este artigo realizou a comparação de aplicações de sistemas de armazenamento de energia com baterias em aplicações de alta ou média tensão e em aplicações de baixa tensão. As duas abordagens foram avaliadas considerando aspectos econômicos, técnicos e de gerenciamento. De forma geral, ambos os cenários, tanto na inserção de SAEB em alta ou média quanto em baixa tensão, a maior parte dos benefícios estão relacionados a aspectos técnicos como a disponibilização de serviços ancilares à rede elétrica. Da mesma forma, os desafios observados para ambos foram o custo de aquisição dos sistemas de armazenamento e de gerenciamento.

Ao considerar os três aspectos de análise e o cenário elétrico brasileiro da atualidade, a aplicação mais indicada é a

inserção de sistemas de armazenamento de energia com baterias FTM. Ou seja, considera-se que a aplicação de baterias na rede elétrica, sob supervisão e gerenciamento da concessionária é o cenário mais seguro e favorável do ponto de vista técnico e de regulamentação.

AGRADECIMENTO

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento e Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES/PROEX) - Código de Financiamento 001.

REFERÊNCIAS

- [1] F. Härtel and T. Bocklisch, "Minimizing Energy Cost in PV Battery Storage Systems Using Reinforcement Learning," in *IEEE Access*, vol. 11, pp. 39855-39865, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3267978.
- [2] M. Rouholamini et al., "A Review of Modeling, Management, and Applications of Grid-Connected Li-Ion Battery Storage Systems," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 13, no. 6, pp. 4505-4524, Nov. 2022, doi: 10.1109/TSG.2022.3188598.
- [3] F. Calero et al., "A Review of Modeling and Applications of Energy Storage Systems in Power Grids," in *Proceedings of the IEEE*, vol. 111, no. 7, pp. 806-831, July 2023, doi: 10.1109/JPROC.2022.3158607.
- [4] N. B. Arias, J. C. López, S. Hashemi, J. F. Franco and M. J. Rider, "Multi-Objective Sizing of Battery Energy Storage Systems for Stackable Grid Applications," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 12, no. 3, pp. 2708-2721, May 2021, doi: 10.1109/TSG.2020.3042186.
- [5] C. Lamnatou, D. Chemisana, and C. Cristofari, "Smart grids and smart technologies in relation to photovoltaics, storage systems, buildings and the environment," *Renewable Energy*, vol. 185, pp – 1376-1391, February 2022.
- [6] J. Figgner, P. Stenzel, K. Kairies, J. Linßen, D. Haberschusz, O. Wessels, G. Angenendt, M. Robinius, D. Stolten, and D. U. Sauer, "The development of stationary battery storage systems in Germany – A market review", *Journal of Energy Storage*, vol. 29, June 2020, 101153, ISSN 2352-152X, <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.101153>.
- [7] L. R. Braz Pontes, Y. Percy Molina Rodriguez, J. Luyo Kuong and H. Rojas Espinoza, "Optimal Allocation of Energy Storage System in Distribution Systems with Intermittent Renewable Energy," in *IEEE Latin America Transactions*, vol. 19, no. 02, pp. 288-296, February 2021, doi: 10.1109/TLA.2021.9443071.
- [8] Y. Zheng, D. J. Hill and Z. Y. Dong, "Multi-Agent Optimal Allocation of Energy Storage Systems in Distribution Systems," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 8, no. 4, pp. 1715-1725, Oct. 2017, doi: 10.1109/TSTE.2017.2705838.
- [9] M. T. Lawder et al., "Battery Energy Storage System (BESS) and Battery Management System (BMS) for Grid-Scale Applications," in *Proceedings of the IEEE*, vol. 102, no. 6, pp. 1014-1030, June 2014, doi: 10.1109/JPROC.2014.2317451.
- [10] OCHOA, L. *Advanced Planning of PV-Rich Distribution Networks – Deliverable 4: Non-Traditional Solutions*, Melbourne, Australia, 2020. Available: <https://arena.gov.au/knowledge-bank/advanced-planning-of-pv-rich-distribution-networks-deliverable-4-non-traditional-solutions/>.
- [11] R. Karandeh, M. Davoudi and V. Cecchi, "Distributed Control of Behind-the-Meter Energy Resources for Multiple Services," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 37, no. 3, pp. 2050-2059, June 2022, doi: 10.1109/TPWRD.2021.3103661.
- [12] I. Cetinbas, B. Tamyürek and M. Demirtas, "Energy Management of a PV Energy System and a Plugged-in Electric Vehicle Based Micro-Grid Designed for Residential Applications," 2019 8th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), Brasov, Romania, 2019, pp. 991-996, doi: 10.1109/ICRERA47325.2019.8997025.
- [13] H. Wang, K. Meng, Z. Y. Dong, Z. Xu, F. Luo and K. P. Wong, "A MLP approach to accommodate more Building Integrated Photovoltaic system in distribution network," 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Denver, CO, USA, 2015, pp. 1-5, doi: 10.1109/PESGM.2015.7286173.
- [14] C. O. Pereira, R. Torquato, W. Freitas and H. Ding, "Wide-Scale Assessment of the Payback of a Battery Energy Storage System Connected to MV Customers," in *IEEE Transactions on Sustainable*

Energy, vol. 14, no. 3, pp. 1909-1912, July 2023, doi:
10.1109/TSTE.2023.3235213.

- [15] Resolução Normativa ANEEL N° 1.040 – Agência Nacional de Energia Elétrica, Agosto de 2022.
- [16] Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia – Inmetro. Portaria N° 140, de 21 de março de 2022.