

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

PEDRO ERNESTO CARDOZO ALVES

UTILIZAÇÃO DE BESS (BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEM) PARA
FONTES DE ENERGIAS NATURAIS INTERMITENTES

CURITIBA

2025

PEDRO ERNESTO CARDOZO ALVES

UTILIZAÇÃO DE BESS (BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEM) PARA
FONTES DE ENERGIAS NATURAIS INTERMITENTES

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) apresentado ao curso de Pós-Graduação em MBA em Gestão Estratégica em Energias Naturais Renováveis, do Programa de Educação Continuada em Ciências Agrárias (PECCA), Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial à obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis.

Orientador: Prof. Dr. Sebastião Ribeiro Júnior

CURITIBA

2025

RESUMO

O presente trabalho avalia a utilização de baterias para armazenamento de energia elétrica ligadas a fontes de geração intermitentes, principalmente solar e eólica. A utilização dessa tecnologia de armazenamento se justifica pela necessidade de o sistema elétrico apresentar resiliência e segurança energética, oferecendo ao consumidor continuidade e qualidade no fornecimento de energia elétrica. O foco do estudo recai sobre a utilização de baterias de íons de lítio, avaliando o dimensionamento, configuração e potencial custo de operação das baterias. O estudo também avalia o potencial risco operacional e quais são os pontos de maior fragilidade do sistema, considerando uma relação de risco e custo. O cenário analisado é de uma geração fotovoltaica de 1,1 MWp e a utilização da bateria de lítio do modelo 48MLS100, onde foi possível estimar o custo inicial de R\$ 1.440.000,00 para 190 baterias, com um retorno do investimento inicial em 16,24% da vida útil da bateria.

Palavras-chave: Baterias; armazenamento; segurança; geração.

ABSTRACT

This paper evaluates the use of batteries for energy storage connected to intermittent generation sources, primarily solar and wind. The use of this storage technology is justified by the need for the electrical system to demonstrate resilience and energy security, offering consumers continuity and quality in the supply of electricity. The study focuses on the use of lithium-ion batteries, evaluating battery sizing, configuration, and potential operating costs. The study also assesses potential operational risk and the system's greatest weaknesses, considering a risk-cost balance. The scenario analyzed involves 1.1 MWp photovoltaic generation and the use of a 48MLS100 lithium-ion battery. The initial cost for 190 batteries was estimated at R\$1,440,000.00, with a return on the initial investment of 16.24% over the battery's useful life.

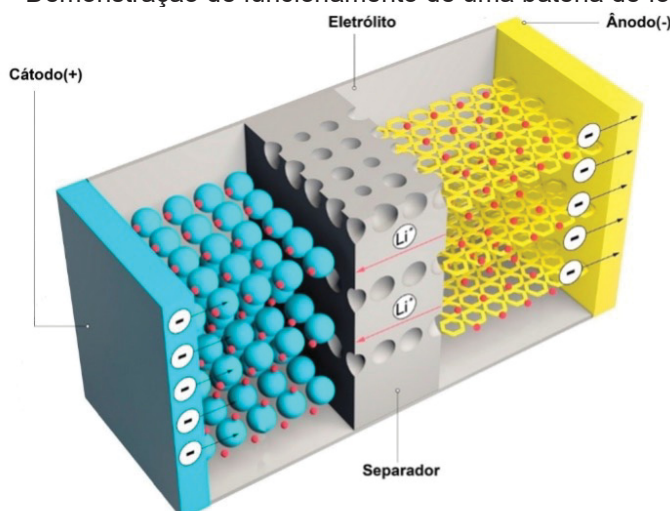
Keywords: Batteries; storage; security; generation.

1. INTRODUÇÃO

O armazenamento de energia conceitualmente é um método de captação de energia disponível para uso posterior. A energia pode estar armazenada de diversas formas, como energia potencial no caso de bombeamento de água, energia térmica a partir da queima de combustíveis ou até mesmo energia química na forma de baterias eletroquímicas. Atualmente as baterias eletroquímicas recebem destaque pela facilidade de aplicação e técnicas de monitoramento avançadas que podem auxiliar, as baterias eletroquímicas possuem dois principais tipos: Chumbo-ácido e íons de lítio. As baterias de chumbo-ácido são constituídas de um eletrodo positivo de dióxido de chumbo e um eletrodo negativo de chumbo em forma metálica. As baterias de chumbo ácido são classificadas em VLA (Chumbo-ácido ventilada) e VLRA (Chumbo-ácido com regulação de válvula) (VIAN *et al.*, 2021).

As baterias de íons de lítio apresentam maior densidade de energia (94 até 500 kWh/m) e potência (8 até 2000 W/kg) em comparação com as baterias de outros tipos. A construção da bateria de lítio consiste em dois eletrodos separados por um eletrólito condutor iônico (VIAN *et al.*, 2021). Como demonstra a Figura 1.

Figura 1 – Demonstração de funcionamento de uma bateria de íon de lítio.



Fonte: Vian, 2021

As baterias possuem uma característica de aplicação atrelada a demanda de consumo de energia, globalmente a segurança energética tem sido assunto de

grande atenção, assim a implementação de sistemas de armazenamento de energia (SAE) é considerada fundamental para a integração de agentes geradores e agentes consumidores (BUENO E BRANDÃO, 2016)

A geração de energia no Brasil possui nas hidrelétricas a maior participação na injeção de energia na rede, isso representa 58,9% da oferta interna de energia elétrica segundo o balanço energético nacional de 2024 (EPE, 2024).

Porém as hidrelétricas são consideradas fontes despacháveis, isso significa que a capacidade de geração pode ser controlada e assim operando conforme a demanda do consumo. Outras fontes renováveis geram de forma intermitente, isso é conforme a disponibilidade imediata do recurso natural. Fontes que apresentam esta característica e que possuem alta representatividade na participação da capacidade instalada são energia solar e eólica (EPE, 2024).

A energia solar, oriunda da incidência da radiação solar, representa 5,8% de toda a capacidade instalada e a energia eólica, oriunda da energia cinética contida nos ventos, representa 14,4% de toda a capacidade instalada em território nacional (EPE, 2024).

Dessa forma métodos de armazenamento de energia são essenciais para o despacho de energia em momentos de maior demanda em relação a geração instantânea (CAMPOS *et al*, 2022).

O principal sistema aplicado para o armazenamento é o *Battery Energy Storage System* (BESS), que consistem basicamente em um banco de baterias, sistema de monitoramento, sistema de conversão de potência e componentes auxiliares que garantem a segurança e a qualidade da energia, este tipo de sistema pode ser de grande porte ou de pequeno porte em pontos de geração off-grid, como mostra a Figura 2.

Figura 2 – Aplicação de BESS para sistemas de microgeração off-grid.



Fonte: Autoria própria

1.1. JUSTIFICATIVA

Tecnologias de armazenamento eletroquímico possuem vasta aplicação e a sua necessidade para a complementação da potência disponível já pode ser identificado no Sistema Interligado Nacional (SIN). Nos planos decenais de energia, que são publicados pela Empresa de pesquisa energética (EPE), já indicam a necessidade de obtenção de energia armazenada de 500 MW em 2021, visando principalmente o atendimento em horários de pico em momentos do ano onde havia o risco de falta, para 2026 se projeta necessidade do uso de mais de 13.000 MW para complementação da disponibilidade de energia na rede (SILVA, 2022).

No cenário global a Agência internacional de energia avalia como sendo necessária a utilização de 10.000 GWh oriundo de baterias e outras formas de armazenamento de forma anual até 2040. Isso representa um crescimento considerável quando comparado com a demanda de 200 GWh obtida em 2020 (SILVA, 2022).

Com a expansão de tecnologias de armazenamento e o barateamento dos componentes que constituem o BESS se observa a tendencia de maior aplicação

tanto a nível de geração centralizada quanto a nível de geração distribuída (SOUZA, 2021).

Assim torna-se necessário a avaliação de custos de implementação (CAPEX) e custos de operação e manutenção (OPEX), com base na aplicação e no tamanho do empreendimento (SOUZA, 2021).

É notória a evolução das bibliografias científicas que abordam sistemas de armazenamento como tema amplo, porém aplicado a diversas finalidades e diversos cenários de implementação. Apesar de uma extensa abordagem ao uso de baterias em diferentes situações, o objetivo desses estudos não está no custo de implementação, operação e manutenção dos BESS, tal fato é demonstrado na tabela 1.

Tabela 1 - Estudos envolvendo sistemas de baterias (BESS)

Título	Autor e ano	Abordagem
Novas tecnologias e infraestrutura do setor elétrico brasileiro: Armazenamento de energia em baterias.	Silva, 2019	Conceito de tecnologia de armazenamento de energia, aplicações e cenário nacional e internacional
Armazenamento em baterias no contexto da expansão da fonte eólica no Brasil.	Filho e Rosas, 2020	Avaliação da contribuição das baterias no suporte a rede elétrica
Utilização de sistemas de armazenamento de energia em baterias no setor elétrico e as perspectivas para o Brasil.	Silva, 2021	Aplicação de armazenamento por baterias, aspectos regulatórios e políticos no Brasil.
Implantação e	Souza, 2021	Estudo de

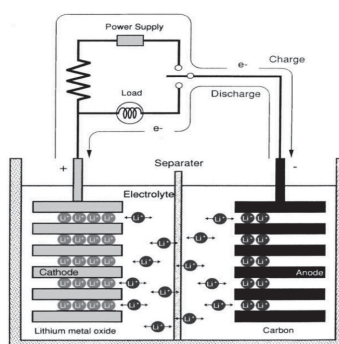
análise de um sistema fotovoltaico conectado à rede de 10,72 kWp com sistema de armazenamento de energia na UTFPR		Implementação de um sistema de armazenamento por baterias de chumbo-ácido para economia em momentos de horário de ponta, conectado a um sistema fotovoltaico
---	--	--

Fonte: autoria própria

2. DESENVOLVIMENTO

Atualmente os sistemas de baterias estão focados na tecnologia de baterias íons de lítio, que embora havia sido inicialmente estudada entre os anos de 1960 e 1970 apresentou viabilidade técnica-financeira apenas a partir dos anos 2000. Seu funcionamento consiste no momento da carga da bateria os íons de lítio são extraídos do cátodo que oxida e libera um elétron, esses elétrons vão até o ânodo a partir do eletrólito. Assim causando a movimentação do elétron e gerando corrente, no processo de descarga ocorre o inverso. Essa movimentação é chamada de Swing Battery, como demonstrado na figura 3 (Correia, 2016).

Figura 3 – célula de bateria de lítio



Fonte: Correia, 2016

Tal sistema apresentado é chamado de célula de lítio, essas células podem ser ligadas em série assim gerando maior tensão, é comum que cada célula apresente entre 2,5 V e 3,6 V. Uma tensão elevada nas células pode apresentar riscos na integridade e estabilidade no material. Para a manutenção da tensão em

níveis adequados de operação o sistema de gerenciamento de bateria (BMS) é fundamental (Correia, 2016).

Como uma bateria apresenta diferentes células e cada possui uma reação química independente da outra, o controle de tensão é essencial para manter o funcionamento adequado do sistema de armazenamento e assim prologar a vida útil do equipamento. Com isso o BMS evita que as células apresentem uma tensão abaixo do recomendado e acima (Correia, 2016).

O BMS também é responsável pela manutenção da temperatura de operação adequada, assim prevenindo a redução de corrente de carga ou descarga. Tais informações podem ser transmitidas a meios de comunicação que podem ser visualizados ou até mesmo operados remotamente, com a infraestrutura adequada (Correia, 2016).

2.1. APLICAÇÕES DE BESS

A demanda crescente de energia elétrica implica na necessidade de maior resiliência da rede, aliviando a infraestrutura e evitando a falta em consumidores. O sistema de armazenamento pode estar associado a usinas de geração centralizada ou geração distribuída, em cenários de geração centralizada é comum a implementação de bancos de baterias de alta capacidade e de rápida descarga, para cenários de geração distribuída os BESS apresentam menor capacidade de armazenamento e descarga lenta (Silvério, 2021).

Outros serviços que necessitam de disponibilidade ininterrupta de energia possuem ampla aplicação de BESS, como por exemplo serviços de telecomunicações que apresentam obrigações legais para tempo de disponibilidade (Silvério, 2021).

2.2. DIMENSIONAMENTO DO BESS

Para o projeto de sistemas de baterias algumas características devem ser observadas, como: número mínimo de baterias, limites de tensão e as características do sistema (Cruz *et al.* 2022).

2.2.1. Número de baterias para a demanda

O ponto de partida do dimensionamento do BESS é a verificação da quantidade mínima de baterias são necessárias para atender a demanda do sistema que se visa alimentar. O número mínimo de baterias depende diretamente da demanda energética (N_{En}), que se dá pela equação 1 (Cruz *et al.* 2022).

$$N_{En} = \frac{100 E_n}{E_{bat} (SOC_{max} - SOC_{min})} \quad (1)$$

Onde E_n representa a energia nominal a ser armazenada no sistema, E_{bat} é a energia a ser armazenada em cada elemento (termo para a bateria de forma individual) do banco de bateria, SOC (*State of charge*) representa o estado da carga, que significa a quantidade de energia armazenada pela carga total da bateria quando totalmente carregada, assim os SOC_{max} e SOC_{min} são os valores máximos e mínimos considerados do estado de carga (Cruz *et al.* 2022).

Para encontrar a quantidade de potência que o BESS irá armazenar é usado a equação 2, onde N_{Pn} é a potência requerida, P_n representa a potência nominal de saída. $V_{bat \min}$ é a tensão mínima de um elemento, C_n e C_r representam a capacidade nominal da bateria e a taxa C-rate (representa uma medida de velocidade de carga e descarga da bateria em relação a capacidade total) (Cruz *et al.* 2022).

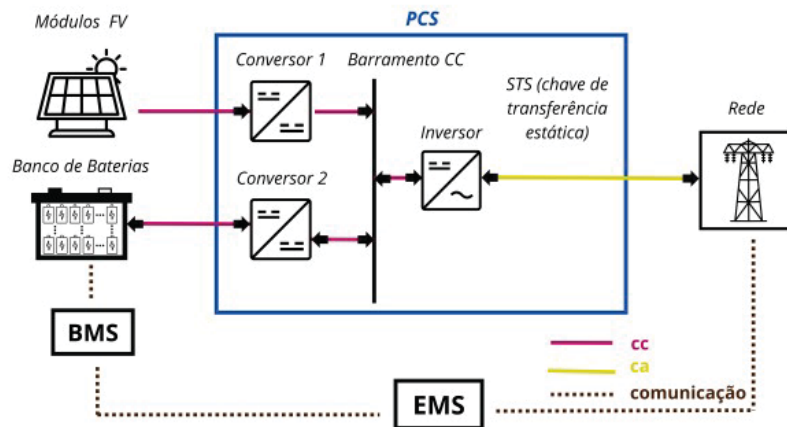
$$N_{Pn} = \frac{P_n}{V_{bat \min} C_n C_r} \quad (2)$$

Para os resultados obtidos nas equações 1 e 2 os, caso os valores não sejam inteiros, se faz necessário o arredondamento para o próximo número inteiro. O valor mínimo de baterias (N_{min}) será dado pelo maior número entre a potência requerida e a demanda energética, assim garantindo o suprimento da necessidade do sistema (Cruz *et al.* 2022).

2.2.2. Limites de tensão

Os limites mínimos e máximos de tensão de operação das baterias estão associados aos estados de operação SOC. A tensão máxima ($V_{dc\ max}$) é referente a tensão segura de operação do barramento CC, como exemplificado na figura 4 (Cruz et al. 2022).

Figura 4 - Função do barramento CC no sistema



Fonte: Cruz et al., 2022

A tensão mínima de operação ($V_{dc\ min}$) é obtido na equação 3, onde V_g é a tensão de pico da linha, V_{gmax} é a tensão máxima da rede e X_{pu} é a impedância de saída do inversor (Cruz et al. 2022).

$$V_{dc\ min} = 1,05V_g(1 + V_{g\ max} + x_{pu}) \quad (3)$$

2.2.3. Banco de baterias

Os bancos de baterias são conceitualmente um conjunto de baterias (elementos) que estão interligados, podendo ser em série ou em paralelo. Para se obter a quantidade de elementos ligados em série é utilizado a equação 4 (Cruz et al. 2022).

$$N_s = \frac{V_{dc}}{V_{bat\ min} \delta} \quad (4)$$

Onde N_s é a quantidade de baterias em série, V_{dc} é a tensão do barramento CC e a margem de segurança de tensão é dado por δ . A partir do resultado obtido utilizasse a equação 5 para obter a quantidade de fileiras em paralelo, essas fileiras são obtidas pela razão entre o número mínimo de baterias (N_{min}) e a quantidade de baterias em série (N_s). Para obtenção do número total de baterias para o BESS multiplica a quantidade de baterias em paralelo e em série, como demonstrado na equação 6 (Cruz et al. 2022).

$$N_p = \frac{N_{min}}{N_s} \quad (5)$$

$$N_T = N_p N_s \quad (6)$$

2.3. ESTIMAÇÃO DO CUSTO

A viabilidade de projetos de BESS é fundamentalmente dependente da viabilidade econômica, assim todo projeto de implementação deve possuir uma análise de custo. Para isso o foco do sistema deve ser a menor utilização de baterias, com o menor número de elementos é possível realizar uma comparação de custo normalizado, representado por (C) na equação 7. Onde N_{Tbase} é o número mínimo para suprir a demanda de armazenamento e N_T é o número relativo de elementos a ser comparado (Cruz et al. 2022).

$$C = \frac{N_T}{N_{Tbase}} \quad (7)$$

Além da análise do custo normalizado na implementação outras análises podem ser realizadas avaliando o custo na operação de sistemas de geração intermitentes associados com BESS. A equação 8 apresenta uma função de custo em R\$ (Oliveira et al, 2022).

$$Ct = V_{mcp} - C_{bess} - Penalidade \quad (8)$$

Onde V_{mcp} é o valor de arrecadação da geração da energia por hora, C_{bess} representa o custo de degradação do uso das baterias e por fim a penalidade é caso ocorra uma compensação financeira que o agente de geração ocorrerá em caso de descumprimento de suas obrigações contratuais previstas (Oliveira *et al*, 2022).

1.1.1. Valoração da arrecadação da energia

A precificação da energia elétrica é variável, dependendo do cenário da comercialização e dos agentes envolvidos, para o ambiente de comercialização regulado a precificação se baseia em contratos entre geradores e compradores (distribuidores ou consumidores). Para o mercado de curto prazo de comercialização de energia no mercado livre (cenário mais comum para geradores de energia solar e eólica) a precificação é dada pela equação 9 (Oliveira *et al*, 2022).

$$V_{mcp} = E_{cont} V_{cont} + (E_{med} - E_{cont}) V_{PLD} \quad (9)$$

Onde E_{cont} a quantidade de energia contrata em MWh, V_{cont} o valor em R\$/MWh da energia contratada. E_{med} representa a energia medida no momento da análise e V_{PLD} é a valoração do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), referente ao momento da análise (Oliveira *et al*, 2022).

2.3.1. Custo da degradação da bateria

O custo do BESS representa uma parcela significativa do investimento de toda a planta de geração, sendo assim é fundamental a avaliação do custo operativo e por consequência o custo do desgaste do uso das baterias. Os principais fatores que influenciam a usabilidade da bateria são: *Calendar aging*, que seria o desgaste natural da bateria, dessa forma atuando como uma perda irreversível que irá impactar diretamente a capacidade de armazenamento de energia. Outro fator é a profundidade de descarga (DoD), que atua como uma métrica de avaliação de vida útil da bateria, pois em situações de DoD próximos a 100%, ou seja, a descarga quase que completa da bateria ocasiona a perda de vida útil da bateria. O último fator é a queima da bateria que ocorre quando os SOC máximos e mínimos não são

respeitados, assim ocorre a que a queima do elemento e ele deverá ser substituído (Oliveira *et al*, 2022).

A equação 10 relaciona os custos referente a utilização e degradação das baterias (Oliveira *et al*, 2022).

Sendo C_{DoD} o custo referente a descarga profunda, C_{st} relacionado ao impacto do *Calendar aging* e o C_{sc} ao custo da queima da bateria.

$$C_{bess} = C_{DoD} + C_{st} + C_{sc} \quad (10)$$

2.4. MANUTENÇÃO

A confiabilidade e segurança de operação são pontos essenciais para a viabilidade de sistemas de BESS, para diminuir momentos de inoperância de sistemas de baterias estudos são realizados para identificar possíveis fragilidades que podem ocasionar falhas. O Principal processo de análise de tais falhas é a Análise de Modos e Efeitos de Falha (FMEA), que consiste em um procedimento sistemático para avaliação de falha de cada componente do sistema e a consequência de sua falha, assim sendo possível estimar a probabilidade de ocorrência e o impacto no sistema (Pinto *et al*, 2023).

A tabela 2 apresenta as probabilidades típicas para o FMEA de BESS, assim fornecendo uma melhor visão para o foco das manutenções preventivas. Para melhor visualização dos impactos ocorre a valoração do impacto de 1 a 10, onde 1 é a situação de menor impacto ou menor probabilidade de ocorrência, já a 10 ocasiona o maior impacto ou maior probabilidade de ocorrer (Pinto *et al*, 2023).

Tabela 2 - FMEA para BESS

Sistema ou Componente	Modo de falha	Efeito do perigo	Consequências	Prevenção	Deteção	Probabilidade	impacto	Valor para Risco
BMS	Não funciona de forma segura dentro da faixa operacional	Incêndio ou perda de função	Incidente de segurança	Testes no BMS	Sensor de temperatura independente	3	10	30
Célula de bateria	Fuga térmica; Curtos-circuitos;	Fogo		Teste de abuso	Alarme de incêndio		9	27
Módulos de Bateria	Propagação; Emissões (inflamáveis, tóxicas ou explosivas)					10	20	
Sistema contra incêndio	Falha na liberação do agente extintor	Incapacidade de conter um incêndio	Maior risco de danos severos e perda de segurança	Manutenção do sistema contra incêndio	Testes do sistema de liberação	2	9	8
EMS	Danos na bateria devido a má operação do BMS	Incêndio ou perda de funcionalidade	Incidente de segurança	Fusíveis, proteção do inversor	Falha do EMS no comportamento o do BMS		7	4
Inversor	Inversor não detecta/reage ao excesso de temperatura em transistores	Perda de funcionalidade	Redução da potência de saída	Confiança no fornecedor	Falha do EMS devido ao aumento da temperatura ou falha do inversor	3	4	2
PC	Falha na regulação da potência	Perda de funcionalidade	Redução na capacidade de controle de energia	Redundância e testes periódicos no PCS	Monitoramento contínuo do desempenho do PCS	2	6	
SPDA	Falha na dissipação de raios	Danos causados por raios	Danos à estrutura e aos componentes elétricos	Instalação de sistemas de aterramento eficazes	Monitoramento integridade do SPDA	1	8	

Fonte: Pinto *et al*, 2023

2.5. METODOLOGIA

Para a metodologia do trabalho será utilizado um cenário de geração solar intermitente com um sobredimensionamento de 10%, que será utilizado para carregar as baterias e realizar o fornecimento de energia em momento de não geração ou de alta demanda.

O cenário observado apresenta uma usina de 1,1 MWp de capacidade instalada.

A bateria utilizada no BESS é a 48MLS100, da fabricante brasileira Moura, sendo uma bateria de lítio que possui uma faixa de temperatura de operação de 0 °C a 55 °C (Moura, 2024).

2.5.1. Cenário de geração

Pela natureza da geração solar, apenas em períodos de sol ocorre a geração de energia elétrica a partir dos módulos fotovoltaicos, porém o período de geração considerado é a partir das 10 horas da manhã até as 16 horas da tarde, assim sendo considerado 6 horas de sol pleno por dia, assim a energia gerada por dia é de 6,6 MWh. Sendo 10% dessa energia destinada a carregar o BESS, assim 0,66 MWh ou 660 kWh irão realizar o carregamento do BESS.

Para a precificação da energia é considerada a energia não utilizada para o carregamento do BESS, no caso 5,94 MWh a um valor de energia contratada de R\$ 160,00 por MWh a um PLD médio de R\$ 314,35 (CCEE, 2025).

2.5.2. Modelo de bateria

A bateria utilizada é o modelo 48MLS100, tal bateria de lítio é comumente utilizada em aplicações de demanda de energia de baixo tempo de resposta, como em aplicações de geração solar ou telecomunicações. A tabela 3 apresenta parâmetros elétricos fornecidos pela fabricante da bateria (Moura, 2024).

Tabela 3 – Parâmetros da bateria 48MLS100

Energia nominal	4800 Wh
Faixa de tensão de operação	40,5 V a 54 V
Tensão nominal	48 V
Capacidade nominal (25 °C)	100 Ah
SOC máx	90%
SOC min	10%
C-rate	0,5
Ciclo de vida (DoD)	>6000
DoD	80%

Fonte: Moura, 2024

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A partir dos parâmetros de geração proposto a energia destinada para a armazenamento no BESS é de 0,66 MWh, assim para armazenar a demanda energética oriunda da geração são necessários 172 elementos (baterias), avaliando pela potência requerida são necessários 46 elementos. Para suprir a demanda total do sistema deve-se considerar o maior valor entre as demandas energéticas e de potência, nesse caso o mínimo de baterias necessário para o sistema é de 172 elementos.

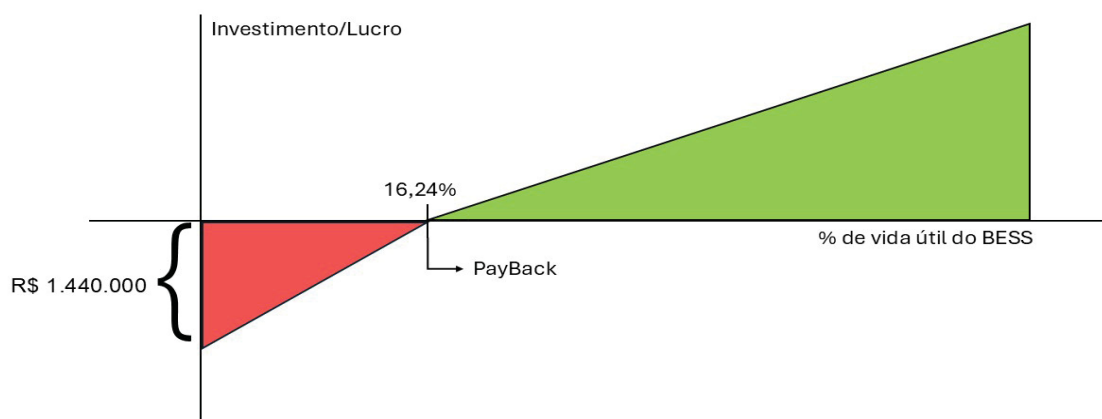
A configuração de implementação é de 19 baterias em série e 10 em paralelo, considerando tal formatação o BESS totaliza 190 elementos do modelo 48MLS100.

Para o custo normalizado, custo que avalia a relação entre número mínimo necessário para suprir a demanda e número real de elementos, a diferença é 10,47% a mais. Essa diferença se dá pela necessidade de suprir questões relacionadas as tensões exigidas pelo sistema.

A degradação do BESS foi obtida por 3 fatores relacionados a operação e desgaste natural das baterias, o primeiro fator representado pelo custo do impacto do DoD das baterias representa em média 0,016% do custo total, para a ação de *Calendar aging* o custo do impacto representa 0,017%. No caso de queima das células de lítio da bateria por operação fora da tensão suportada o custo da degradação é de 100%, pois é necessário a substituição da bateria.

A estimativa de custo de implementação do BESS no cenário proposto é de R\$ 1.440.000, pois o valor médio do modelo 48MLS100 é de R\$ 6.000,00, tal valor representa 985 dias de operação da usina fotovoltaica, com o V_{mcp} diário sendo de R\$ 1.157,871.

Esse período representa 16,24% da vida útil das baterias, dessa forma o BESS opera com lucratividade em 83,76% do tempo da vida útil, como demonstrado no gráfico 1.



Fonte: autoria própria

Avaliando a análise do FMEA o ponto de maior atenção no sistema é o BMS, pois é nesse componente que se controla a tensão operacional e outros parâmetros de funcionamento. A consequência do não funcionamento adequado do BMS é a perda de função da bateria, devido a não limitação do SOC da bateria, gerando assim uma faixa de tensão de descarga e recarga prejudicial a operação plena da célula.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A implementação de um Sistema de armazenamento de energia por baterias (BESS) em sistemas de geração vindas fontes de energia renovável intermitente, como a solar e a eólica é fundamental para garantir a segurança energética e a resiliência da rede. O presente estudo demonstrou a viabilidade técnica e econômica de um BESS, utilizando um cenário de usina fotovoltaica de 1,1 MWp e o modelo de bateria 48MLS100 da marca Moura.

Os resultados mostraram que o dimensionamento do BESS é um processo complexo e que considera não apenas a demanda energética, mas também a potência necessária, culminando na configuração de 190 baterias para suprir a necessidade do sistema. A análise de custo normalizado revelou que a necessidade de adequação às tensões do sistema resulta em um aumento de 10,47% no número de elementos em relação ao mínimo teórico, o que ressalta a importância de um dimensionamento preciso para a otimização de custos.

Economicamente, o BESS mostrou-se promissor neste cenário de investimento estimado em R\$ 1.440.000 corresponde a aproximadamente 16,24% da vida útil das baterias. Indicando que durante a maior parte de sua vida útil (83,76%), o sistema opera com lucratividade assim tornando o BESS uma solução financeiramente interessante para o setor de geração centralizada. Além disso a análise de custo operacional detalha que os fatores de degradação da bateria (*DoD* e *Calendar aging*), que representam uma pequena parcela do custo total de operação, enquanto a queima da célula representa 100% do custo de reposição, destacando a necessidade de um sistema de gerenciamento de bateria (BMS) eficaz.

A abordagem de Análise de Modos e Efeitos de Falha (FMEA) demonstra ser uma ferramenta valiosa para a manutenção preventiva reconhecendo os riscos e as consequências de falhas em componentes críticos, como o BMS e as células de bateria, assim sendo um norteador de estratégias para garantir a confiabilidade e segurança do sistema. Em suma, o trabalho reforça que a adoção do BESS não é apenas uma necessidade técnica para a integração de fontes intermitentes, mas também uma solução economicamente viável e com alto potencial de crescimento no cenário energético brasileiro.

REFERÊNCIAS

CRUZ, Rosane; BARROS, Rodrigo; DARDENGO, Victor; AMORIM, William; PEREIRA, Heverton. **Dimensionamento de Banco de Bateria de BESS para Aplicação de Peak Shaving, Baseado no Perfil de Carga**. UFRB, [S. l.], p. 1-6, 15 jun. 2022.

OLIVEIRA, Liane; LUCENA, Micael; HAAS, Lucas; CAVALCANTE, Sidneia; GEHRKE, Camila; HARTMANN, Lucas; GOMES, Flávio; SILVA, Italo. **Gerenciamento ótimo de Energia Elétrica para Maximização de Lucro de uma Planta Fotovoltaica com Baterias**. Congresso Brasileiro de Automática - CBA 2022, [S. l.], p. 0318 - 0325, 16 out. 2022.

PINTO, Daniel; ARIOLI, Vitor; ROSOLEM, Maria; NASCIMENTO, Thiago; SOARES, Luiz; BECK, Raul; SILVA, Caio. **Desafios e Soluções na Manutenção de Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias: Um Estudo de Caso na ISA CTEEP**. **Sociedade Brasileira de Automática**, [S. l.], p. 1-8. 2023.

MOURA. **Manual Técnico Baterias Estacionárias de Íon de Lítio para Sistemas Fotovoltaicos**. 3. ed. [S. l.: s. n.], 2025.

CCEE. PLD [S. l.], 2025. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/dados-e-analises/dados-pld>. Acesso em: 31 jul. 2025

FILHO, Daniel; ROSAS, Pedro. **Armazenamento em baterias no contexto da expansão da fonte eólica no Brasil**. **Revista de Engenharia e Pesquisa Aplicada**, [S. l.], p. 40-47, 9 jun. 2020.

SOUZA, Adriana. **Implantação e análise de um sistema fotovoltaico conectado à rede de 10,72 kw com sistema de armazenamento de energia na UTFPR**. 2021. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, [S. l.], 2021.

SILVA, Rogério. **Novas tecnologias e infraestrutura do setor elétrico brasileiro: Armazenamento de energia em baterias**. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), [S. l.], mar. 2022.

SILVÉRIO, Cláudio. **Planejamento e controle da manutenção e principais conceitos relacionados aos bancos de bateria no contexto de telecomunicações**. 2021. Trabalho de conclusão de curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Uberlândia, [S. l.], 2021.

CORREIA, Tiago. **Sistemas de Armazenamento de Energia Integrados em Centrais Fotovoltaicas**. 2016. Mestrado (Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores Major Energia) - Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, [S. l.], 2016.

CAMPOS, Felipe; ARAÚJO, Danielly; TOLEDO, Olga; FERNANDES, Lucas; BORBA, Ana. **Tecnologias e aplicações de sistemas de armazenamento de energia para suporte à integração de fontes renováveis no brasil**. IX Congresso Brasileiro de Energia Solar, [S. l.], 23 maio 2022.

BUENO, A.F.M.; BRANDÃO, C.A.L. **visão geral de tecnologia e mercado para os sistemas de armazenamento de energia elétrica no brasil**. Associação Brasileira de Armazenamento e Qualidade de energia , [S. l.]. 2016.

SILVA, Rogério. **Utilização de sistemas de armazenamento de energia em baterias no setor elétrico e as perspectivas para o brasil**. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), [S. l.]. 2021.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **RELATÓRIO. Balanço energético nacional**, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. [S. l.], 2024.

VIAN, Ângelo; TAHAN, Carlos; AGUILAR, Guido; GOUVEA, Marcos; GEMIGNANI, Matheus. **Armazenamento de Energia: Fundamentos, Tecnologia e Aplicações**. [S. l.: s. n.], 2021.