

Optimized sizing methodology for battery storage systems in hybrid power plants

L. J. M. Simões, R. L. Miranda, L. do E. S. Fernandes, M. de C. Filho e J. B. M. Filho

Abstract— With the growing use of renewable energy sources, driven by environmental factors and technological advances, the implementation of hybrid systems that combine different energy resources, such as solar and wind, has become essential due to the inherent intermittency of these sources. However, integrating these resources faces significant challenges, such as the lack of dispatch control. The proposed solution is the use of battery energy storage systems (BESS). In this context, the use of BESS has become a central theme in studies aimed at smoothing energy production, economically optimizing hybrid systems, and providing additional support to the power grid. This work proposes the sizing of a BESS in the context of energy commercialization, integrating it with an idealized EOL+PV plant for the municipality of Casa Nova, Bahia. The methodology adopted involves optimization techniques to size the BESS, with the objective of maximizing financial returns. To achieve this, an optimization algorithm was developed that integrates production variables and system constraints, seeking solutions that reconcile efficiency and economic viability. The results obtained consider two distinct energy sale price scenarios, using discounted payback as a metric to evaluate the return on investment.

Keywords— BESS, LCOS, Optimization, Renewable Energy, Storage

I. NOMENCLATURAS

BESS – Battery Energy Storage System
CAPEX – Capital Expenditure
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CHESF – Companhia Hidrelétrica do São Francisco
EOL – Eólico
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
FV – Fotovoltaica
LCOE – Levelized Cost of Energy
LCOS - Levelized Cost of Storage
MUST – Montante de Uso do Sistema de Transmissão
O&M – Operação e Manutenção
P&D – Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento
PI – Programação Inteira
PIM – Programação Inteira Mista
PL – Programação Linear
PLD – Preço de Liquidação de Diferenças

PNL – Programação Não-Linear
PQ – Programação Quadrática
RES – Renewable Energy System
SoC – State of Charge

II. INTRODUÇÃO

O uso de recursos energéticos renováveis tem crescido devido ao rápido avanço tecnológico e à preocupação em reduzir os impactos ambientais associados às fontes de energia convencionais, como a emissão de gases tóxicos. Devido à natureza intermitente das fontes renováveis, frequentemente se estuda a viabilidade de sua integração em sistemas híbridos de fornecimento de energia, que podem incluir sistemas fotovoltaicos, turbinas hidráulicas, sistemas eólicos, entre outros. A hibridização com fontes renováveis oferece benefícios como a redução das emissões de gases de efeito estufa e, dependendo da disponibilidade do recurso renovável, uma possível redução nos custos totais de geração. Apesar dos benefícios, existem obstáculos significativos, principalmente comerciais e regulatórios, que dependem amplamente de subsídios e regulamentações específicas para viabilizar esses sistemas. Além disso, a intermitência das fontes renováveis ainda persiste em sistemas híbridos, causando incertezas no abastecimento energético [1]-[2].

Ademais, é importante considerar os impactos negativos relacionados à inércia do sistema, à flexibilidade operacional e à estabilidade transitória da rede decorrente à maciça inserção de RES. Esses pontos geram preocupações generalizadas devido às possíveis flutuações na qualidade da energia, devido, por exemplo, a descontinuidade na irradiância que atinge os módulos fotovoltaicos ou a interrupção na velocidade do vento que movimenta as pás de turbinas eólicas [3].

Nesse sentido, a utilização de BESS vem sendo amplamente discutida em virtude da sua flexibilidade em fornecer soluções de gerenciamento de energia com o objetivo de melhorar a qualidade de energia em plantas híbridas [4]. Dessa forma, várias estratégias, como regulação de frequência, estabilização de rede, diminuição da congestão de energia, aumento da confiabilidade do sistema e suavização da energia de sistemas eólicos e solares, vêm sendo atribuídas aos sistemas de

Este trabalho foi idealizado no Projeto de P&D PD-00048-0217, que faz parte do Programa de Projetos de P&D+I da CHESF e é regulamentado pela Agência Nacional de Energia Elétrica.

L. J. M. Simões, R. L. Miranda e L. do E. S. Fernandes são pesquisadores do SENAI CIMATEC, Salvador, BA, Brasil (leonardo.simoes@fbter.org.br, rodrigo.miranda@fieb.org.br e lucas.fernandes@fieb.org.br, respectivamente).

M. de C. Filho e J. B. M. Filho são engenheiros eletricitas e profissionais da Eletrobras CHESF (marciocf@chesf.com.br e jbonef@chesf.com.br, respectivamente)

armazenamento para robustecer a integridade da rede elétrica, proporcionando uma maior segurança energética.

Diversos trabalhos na literatura apresentam possíveis aplicações para o BESS no âmbito de apoio à qualidade de energia da rede elétrica. Em [5], é discutido um algoritmo para controle de carga e descarga do BESS visando à redução de picos de energia, à suavização da curva de potência e à regulação de tensão. Já outros estudos, como [6] e [7], discutem o uso otimizado de sistemas de armazenamento de energia em conjunto com fontes de energia renovável. Em ambos os trabalhos, são apresentadas soluções considerando o impacto econômico e a importância da redução de custos por meio da otimização dos sistemas de armazenamento de energia, utilizando algoritmos de otimização para melhorar o desempenho do sistema.

Além disso, pode-se citar as aplicações mais usuais do armazenamento servindo como sistema de backup para cargas sensíveis. Em [8], é desenvolvido um método de compensação de energia, combinando duas tecnologias de baterias para oferecer melhor custo e desempenho ao considerar sistemas de microrrede para fornecer energia ininterrupta a cargas sensíveis de uma subestação.

Nesse contexto, o objetivo principal deste artigo é contribuir com a discussão a respeito das diferentes aplicações do BESS, trazendo uma avaliação sistemática de seu uso para a venda de energia, aplicação ainda pouco explorada na literatura. Para isso, o trabalho discute uma metodologia para seu dimensionamento ótimo, descrevendo um método de controle de atuação da carga e descarga visando maximizar a venda de energia de um parque eólico integrado a um sistema fotovoltaico.

Para realizar tal estudo, são necessárias técnicas de otimização que objetivem dimensionar adequadamente o BESS para que ele execute de forma ótima as dinâmicas de carga e descarga, maximizando o retorno financeiro do empreendimento em questão. Ao se fazer uso de técnicas de otimização, busca-se solucionar o dimensionamento de forma eficiente, devido esse problema apresentar restrições e objetivo, que serão detalhados mais adiante, e pela flexibilidade e adaptabilidade dessa técnica para diferentes contextos e cenários.

Além disso, foi conduzida uma análise de viabilidade financeira utilizando a métrica do *payback* descontado, com o objetivo de avaliar o retorno financeiro do investimento no empreendimento associado ao sistema de armazenamento.

Um sistema de referência foi adotado para a análise, uma vez que este trabalho foi realizado no contexto de um P&D conduzido pela CHESF, que visa adicionar uma planta híbrida ao parque eólico de Casa Nova A, localizado no nordeste do Brasil. Também foi incorporado ao estudo o dimensionamento da planta fotovoltaica integrada a este parque eólico, respeitando as limitações físicas e contratuais para o escoamento de potência até a rede básica.

Por fim, é importante destacar que toda a modelagem e análise de funcionamento do sistema foi desenvolvida a partir de um algoritmo em linguagem Python, que executa o

dimensionamento e a integração do sistema fotovoltaico ao parque eólico, a função matemática para o dimensionamento otimizado do BESS, a operação de carga e descarga e o retorno financeiro consequente.

III. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Dentro da sociedade, há diversos problemas que requerem a obtenção de soluções ótimas, com o intuito de maximizar ganhos ou minimizar perdas. Problemas envolvendo planejamento, produção, estoque, investimento, comunicação são resolvidos por áreas como engenharia, economia, administração e ciência de computação. Para solucioná-los, podem ser aplicados diferentes métodos de otimização. Dessa forma, essas ferramentas se mostram de extrema importância para a tomada de decisão em diferentes sistemas físicos [9]-[10].

Para obter os resultados ótimos, é definida uma função objetivo, que pode mensurar tanto um lucro financeiro, um intervalo de tempo ou uma energia potencial gerada por algum sistema elétrico, por exemplo. Esse objetivo depende de características do sistema a serem modeladas, denominadas de variáveis. A meta do algoritmo é quantificar essas variáveis, geralmente limitadas por diversos tipos de restrições, para maximizar ou minimizar a função objetivo [9]. Esta função pode ser classificada como linear ou não-linear, conforme a relação matemática de sua formulação [11].

Com relação às restrições, são responsáveis por satisfazer requisitos ou limitações específicas, mensuradas conforme a natureza do problema. Estas são encarregadas de definir o espaço de soluções viáveis, uma vez que, quando não existem, os problemas de otimização podem ter infinitas soluções. Além disso, são agentes influenciadores diretos na escolha das soluções reais, em meio aos limites impostos. Dessa maneira, as restrições podem ser classificadas como restrições de igualdade ou restrições de desigualdade [12]. Portanto, a formulação matemática de problemas em geral de otimização é organizada conforme descrito em (1).

$$\min f(x) \text{ subject to } \begin{cases} g_i(x) = 0, & i = 1, \dots, m \\ h_j(x) \geq 0 & j = 1, \dots, p \end{cases} \quad (1)$$

A equação descreve a minimização (min) da função $f(x)$, que se refere à função objetivo do problema de otimização. Já as restrições são descritas pelas funções $g_i(x)$ e $h_j(x)$, sendo a primeira uma restrição de igualdade e a segunda de desigualdade. Como exemplo de aplicação dessa formulação, temos o seguinte problema, descrito por (2), em que a função objetivo e uma das restrições apresentam uma natureza quadrática. A Fig. 1 apresenta graficamente o comportamento desse caso.

$$\min (x_1 - 2)^2 + (x_2 - 1)^2 \text{ subject to } \begin{cases} x_1^2 - x_2 \leq 0 \\ x_1 + x_2 \leq 2 \end{cases} \quad (2)$$

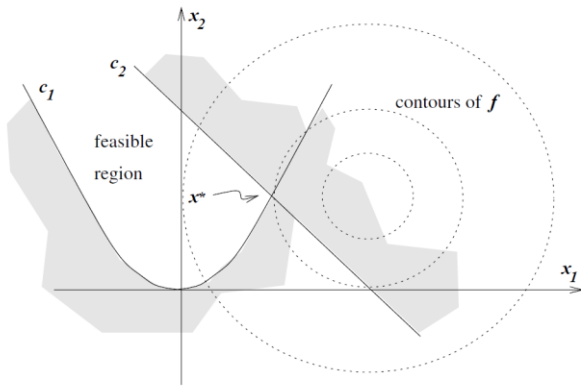


Fig. 1 Representação geométrica de um problema de otimização [1]

A região viável (*feasible region*) descreve a interseção entre as restrições C_1 e C_2 , sendo o espaço onde é possível encontrar a solução ótima. Os contornos da função objetivo f (*contours of f*) representam os pontos possíveis no qual a função em questão possui um valor constante. Os locais sombreados mostram a “zona inviável” do problema de otimização, onde não é possível encontrar o resultado ótimo. Por fim, o x^* representa a solução do problema, o ponto ótimo para a função objetivo f , conforme a limitação imposta pelas restrições C_1 e C_2 [9].

No que tange a classificação de problemas de otimização, é possível categorizar esses tipos de problemas por uma miríade de critérios, geralmente baseados nas características da função objetivo e restrições [13]. Os critérios a serem observados são os seguintes:

- **Linearidade:** Os problemas de otimização podem ser lineares se todas as restrições e a função objetivo forem lineares. Caso qualquer restrição ou a função objetivo não sejam lineares, o problema se enquadra na categoria não-linear;
- **Amostragem:** Essa categoria tange acerca do tipo de amostra das variáveis. Caso o problema seja contínuo, todas as variáveis podem assumir qualquer valor num determinado intervalo. Caso a otimização seja discreta, pelo menos uma das variáveis é do tipo inteira, não podendo assumir todos os valores possíveis em um espectro;
- **Parametrização:** Com relação aos parâmetros utilizados para modelar as variáveis e o objetivo, podem ser classificados em determinísticos, caso já sejam conhecidos ou estocásticos, caso sejam valores desconhecidos e com um nível de incerteza;
- **Quantidade de objetivos:** O problema de otimização pode ter apenas uma função objetivo, sendo assim classificado como um problema de objetivo único. Caso possua mais que uma função objetivo, é catalogado como problema multiobjetivo;
- **Convexidade:** Essa categoria trata acerca das propriedades geométricas das funções objetivo e restrições, podendo estas ser convexas ou não-convexas. Problemas de otimização convexas possuem uma menor complexidade para a resolução, apresentando geralmente apenas um valor ótimo global.

Já problemas não-convexas, apresentam múltiplos ótimos locais, o que dificulta a busca pelo valor global. Entretanto, existem diferentes tipos de algoritmos especializados para resolver problemas de otimização com ambos os tipos de convexidade.

Conforme essa classificação, existem vários tipos de problemas de otimização [13]. A seguir são destacados alguns dos principais:

- **Programação Linear (PL):** Problemas de otimização linear ou programação linear são os mais fundamentais e mais difundidos em teoria de otimização. Para esses casos, tanto a função objetivo quanto as restrições são lineares. Problemas de PL geralmente apresentam uma estrutura matemática mais simples, algoritmos de solução eficiente e são aplicados em diversos campos;
- **Programação Não-Linear (PNL):** De maneira análoga a anterior, problemas de otimização não-linear envolvem pelo menos uma função objetivo ou restrição não linear, sendo quadráticas, polinomiais de ordem maior, exponenciais ou logarítmicas. Alguns desses tipos de não-linearidades podem ser subclassificadas (e.g. Programação Quadrática (PQ)). Problemas de PNL, diferente de PL, apresentam geralmente uma maior complexidade. Entretanto, possuem diversos métodos de solução, sendo bem difundidos em diversas áreas;
- **Programação Inteira (PI):** Se trata de um tipo de problema de otimização em que as variáveis presentes são restritas para assumir apenas valores inteiros, com o intuito de tomar decisões discretas. As funções e restrições presentes podem tanto serem lineares ou não-lineares. Caso todas as variáveis sejam inteiras, o problema é classificado como PI, caso haja uma combinação entre variáveis inteiras e contínuas, a otimização é categorizada como Programação Inteira Mista (PIM).

Para resolver esses problemas, podem ser aplicados diferentes tipos de algoritmos. Certos casos que possuem uma maior simplicidade, como a maioria das otimizações lineares, podem ser resolvidos com métodos clássicos como o SIMPLEX, que por meio de várias iterações, percorre sobre as soluções possíveis, com o intuito de obter-se a solução ótima [14]. A fim de solucionar problemas que envolvem PQ ou PIM, ou modelos híbridos como PLIM (Programação Linear Inteira Mista) ou PQIM (Programação Quadrática Inteira Mista), podem ser utilizadas ferramentas de resolução comerciais, como o Gurobi Optimizer ou o CPLEX. Essas plataformas aplicam diversos métodos clássicos e modernos, se baseando na natureza matemática do problema, com o intuito de encontrar a solução ótima com o menor processamento computacional possível. A operação dessas aplicações se dá em meio a linguagens de programação, como Python, Java ou C++ [15].

IV. METODOLOGIA

A seguinte seção visa à elucidação acerca do desenvolvimento da otimização do sistema de armazenamento, frente à associação do mesmo à usina EOL+FV. Primeiramente, é tratado sobre a função objetivo e restrições, em conjunto com a abordagem sobre as particularidades da usina de Casa Nova A. Por fim, são postos à luz os métodos e referências empregadas para a realização da parametrização financeira.

A. Concepção da otimização

A usina de referência para o estudo de caso é o parque eólico Casa Nova A, localizado em Casa Nova, Bahia, Brasil. Este é composto por 18 aerogeradores Goldwind GW82 de 1,5 MW, totalizando um MUST contratado de 27 MW. A viabilidade da implementação do sistema fotovoltaico integrado ao parque, foi avaliada utilizando o LCOE como métrica de comparação. Considerou-se uma vida útil do empreendimento solar por um período de 25 anos, com uma taxa de depreciação do sistema fixada em 8% ao ano. Além disso, foi prevista uma redução de geração para o período de vida útil do sistema solar em torno de 0,45% ao ano.

Duas alternativas foram analisadas: um sistema solar associado ao eólico, considerando tecnologia de estrutura fixa e um sistema com estrutura de seguidor solar de um eixo, onde foi estabelecido uma potência referência, com incrementos de 2 MW, até se alcançar o valor correspondente ao MUST do parque eólico, para ambas as alternativas.

A previsão da geração solar foi realizada utilizando a biblioteca PVLIB, implementada em linguagem Python. Um algoritmo foi desenvolvido para estabelecer o sistema de referência, considerando o modelo do módulo solar utilizado, o JASolar JAM72D30 540 MB, bem como a configuração do arranjo do sistema para uma potência de 2,6 MWp, com eixo fixo e seguidor de um eixo. O sistema também integrou o inversor Schneider Electric CS2000, cuja potência nominal é de 2 MW.

Por fim, foi elaborado um algoritmo de otimização para o sistema de armazenamento associado à usina associada EOL+FV. A função objetivo linear baseia-se na maximização da receita proveniente da venda de energia, descontando os custos de instalação da bateria. A formulação é ilustrada em (3).

$$\max \sum_{h=1}^H [PG_h^{tot} PLD_h - LCOS (PG_{+h}^{BS} + PG_{-h}^{BS})] \quad (3)$$

Sendo:

- h : Estágio de tempo (h)
- H : Total de horas no horizonte avaliado (h)
- PG_h^{tot} : Potência gerada total no instante h (MW)
- PLD_h : Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) no instante h (R\$)
- PG_{+h}^{BS} : Potência de despacho do BESS (MW)
- PG_{-h}^{BS} : Potência de absorção do BESS (MW)
- $LCOS$: Custo Nivelado de armazenamento (R\$/MWh)

O produto entre a potência gerada pela usina associada e o PLD representa a receita do empreendimento, sendo subtraído pelos custos de utilização do sistema de armazenamento a baterias. Ademais, vale levar em consideração as restrições do problema de otimização, apresentadas nas equações de (4) a (13).

$$PG_h^{tot} = (PG_{+h}^{BS} - PG_{-h}^{BS}) + PG_h^{PV} + PG_h^{WD}, \forall h \quad (4)$$

$$PG_h^{tot} \leq \text{MUST}, \forall h \quad (5)$$

$$PG_h^{tot}, PG_{+h}^{BS}, PG_{-h}^{BS} \geq 0, \forall h \quad (6)$$

$$PG_{+h}^{BS}, PG_{-h}^{BS} \leq SZ_{MW}^{BS}, \forall h \quad (7)$$

$$PG_{+h}^{BS} \leq ST_h^{BS} CTE, \forall h \quad (8)$$

$$PG_{-h}^{BS} \leq (1 - ST_h^{BS}) CTE, \forall h \quad (9)$$

$$ST_h^{BS} \in \{0,1\}, \forall h \quad (10)$$

$$SoC_h = SoC_{h-1} + (PG_{+h-1}^{BS} - PG_{-h-1}^{BS}), \forall h \quad (11)$$

$$20\%SZ_{MWh}^{BS} \leq SoC_h \leq 80\%SZ_{MWh}^{BS}, \forall h \quad (12)$$

$$SZ_{MWh}^{BS} = SZ_{MW}^{BS} C_{SZ} \quad (13)$$

Sendo:

- PG_h^{PV} : Potência fotovoltaica no instante h (MW)
- PG_h^{WD} : Potência eólica no instante h (MW)
- MUST : Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MW)
- SZ_{MW}^{BS} : Capacidade de potência do BESS (MW)
- SZ_{MWh}^{BS} : Capacidade energética do BESS (MWh)
- ST_h^{BS} : Binário para exclusão mútua entre variáveis de potência de carga e descarga
- CTE : Constante de associação à variável binária
- SoC_h : Estado da carga da bateria (MWh)
- C_{SZ} : Duração da descarga da bateria (h)

No que tange às restrições, pode ser realizado o seguinte detalhamento:

- A Equação (4) descreve a composição da variável referente à potência total no instante h . Esta é definida pela soma das potências eólica e fotovoltaica, acrescida da diferença entre a potência de despacho e a potência de absorção do BESS. PG_h^{tot} é limitada pelo MUST, conforme ilustrado na Equação (5), e tanto a potência total quanto as do BESS possuem valores positivos, conforme mostrado na Equação (6).
- A Equação (7) estabelece a limitação de despacho e absorção de potência do sistema de armazenamento, condicionada pela sua capacidade.
- As formulações descritas em (8), (9) e (10) trazem a dinâmica de exclusão mútua entre as variáveis de potência de carga e descarga do BESS, com uma variável binária (ST_h^{BS}) associada a uma constante com um valor muito maior que a capacidade de potência do sistema de armazenamento (para o caso em questão foi utilizado 1000), o que com esse tipo de formulação irá

inativar uma das potências do BESS, quando a outra for ativada.

- As equações (11) e (12) trazem as definições do Estado de Carga (SoC) da bateria, aqui representado em MWh. Como a amostragem de potência é horária, não é necessária uma constante para converter a diferença entre as potências do BESS em energia. Além disso, em (12) são estabelecidas as limitações de SoC, que para esse caso variam entre 20% e 80% da capacidade energética do sistema de baterias.
- Em (13) é definido o tempo de descarga da bateria, definido por C_{SZ} , que relaciona a capacidade de potência e energética do BESS.

Tendo em vista as características apresentadas, o problema de otimização é do tipo PLIM, uma vez que a função objetivo e as restrições são lineares, com a presença de uma variável inteira (ST_n^{BS}). Para a resolução, foi utilizado o Gurobi Optimizer.

O Gurobi Optimizer se trata de um solucionador de otimização numérica, sendo uma plataforma de análise prescritiva, com o intuito de auxiliar tomadores de decisão [16]. A Gurobi Optimization foi fundada em 2008 por Bob Bixby, Zonghao Gu e Ed Rothberg e o seu solver, o Optimizer, oferece suporte a um mecanismo de programação matemática capaz de resolver problemas de PL, PIM, PQ, além de PLIM e PQIM [17]. A utilização deste solucionador se dá por meio de um API, sendo possível de ser integrado com diferentes linguagens de programação, como Python, C++ e R. Para a implementação da otimização do dimensionamento do sistema de armazenamento, foi utilizada a biblioteca Gurobipy para o Python, devido à possibilidade de ser feita a integração de código com as metodologias já desenvolvidas para os estudos de associação FV-eólica.

B. Análise financeira

A análise dos métodos desenvolvidos foi estruturada nos seguintes tópicos:

- Aplicação da função objetivo descrita em (3), parametrizando LCOS, PLD e os outros valores determinísticos apresentados nas restrições;
- Cálculo do fluxo de caixa primário, considerando a diferença entre a receita da venda de energia e o custo nivelado do armazenamento;
- Avaliação do retorno sobre o investimento, com base na receita gerada pela venda de energia armazenada, descontando custos de instalação (CAPEX), O&M anual e taxa de juros;
- Projeção do retorno do investimento para períodos futuros, levando em conta a previsão de redução dos custos de instalação.

Para o cálculo do LCOS, utilizou-se o estudo denominado “LCOE+”, que fornece valores revisados para o custo nivelado de armazenamento em 2024, baseados em estudos de caso. A Fig. 2 ilustra essa análise.

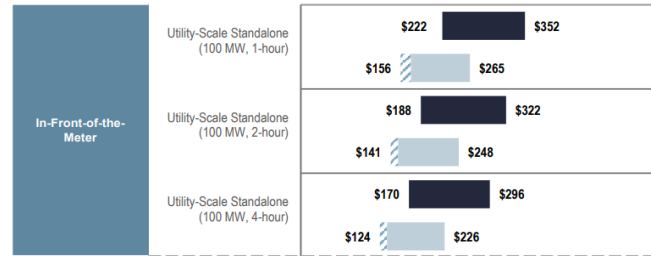


Fig. 2. Análise de LCOS para sistemas de armazenamento de grande porte [18]

As barras azul-escuras representam os custos nivelados de energia (MWh) sem subsídios, enquanto os gráficos em azul-claro refletem os LCOS com subsídios ou incentivos. Para o estudo em questão, foi utilizado um BESS de 4 horas, com uma proporção de 1:4 entre a capacidade de potência e o volume energético, escolhido por apresentar o menor custo de implementação. Além disso, foram considerados valores não subsidiados e uma média entre os LCOS mínimo e máximo apresentados. Os valores em dólar foram convertidos para reais com base na cotação de 21/08/2024, equivalente a R\$ 5,49, conforme [19]. Os valores estimados para CAPEX e custos de O&M foram extraídos dos estudos de caso do “LCOE+” e convertidos para reais, utilizando a mesma taxa de câmbio [18].

Em relação ao PLD, este preço é calculado pela CCEE para cada hora, com base na energia gerada que não foi contratada pelos agentes de mercado. Destaca-se a complexidade desse cálculo, devido à predominância de energia hidrelétrica no Brasil, que dificulta a avaliação dos custos de utilização e conservação das reservas hídricas frente ao uso de usinas termelétricas [20]. Foram desenvolvidos dois cenários de PLD, baseados em variações históricas:

- **Cenário 1:** Consideração de todos os dados históricos de PLD de 2019 a 2023, abrangendo anos com maiores variações e preços elevados durante períodos de seca;
- **Cenário 2:** Análise focada nos dados de PLD de 2022 e 2023, anos que apresentaram maior estabilidade de preços.

Para as projeções de redução de custos, foram utilizadas análises do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 da EPE, que prevêem uma redução de 30% nos custos dos sistemas de armazenamento em baterias nos próximos 10 anos [21]. No estudo de caso, foram considerados cenários de implementação de BESS em cinco e dez anos. A Fig. 3 mostra a previsão realizada pela EPE.

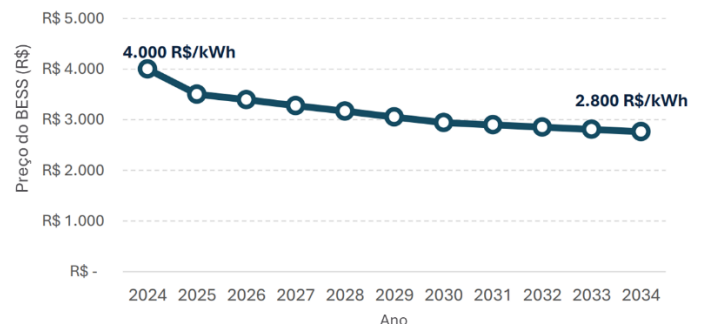


Fig. 3. Predição de curva de redução de preços de baterias no Brasil [21]

A simulação do retorno sobre o investimento considerou os custos sem redução, com redução de 15% (para implementação em cinco anos), e com redução de 30% (para implementação em dez anos), a fim de avaliar os diferentes cenários de investimento em sistemas de armazenamento. Em síntese, a Tabela I resume todos esses parâmetros.

TABELA I
 MAPEAMENTO DE CONSTANTES DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO

Parâmetro	Valor
LCOS	R\$ 1.538,32 / MWh
CAPEX	R\$ 292.000,00 / MWh
O&M	R\$ 1.300,00 / MWh
Taxa de Juros	8,0%
Redução (5 anos)	15,0%
Redução (10 anos)	30,0%

Além dos parâmetros apresentados na tabela, destaca-se que a simulação foi realizada ao longo de um período de 20 anos, utilizando dados de geração da usina associada EOL+FV combinados com os diferentes cenários de PLD mencionados, com uma amostragem horária.

V. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Com base no algoritmo de otimização desenvolvido e nos dados utilizados para esta simulação, o sistema de armazenamento ideal de 4 horas seria de 20 MW / 80 MWh. No Cenário 1, a Fig. 4 e a Fig. 5 mostram o estado de carga da bateria e a potência despachada/absorvida do BESS em resposta à oscilação do PLD.

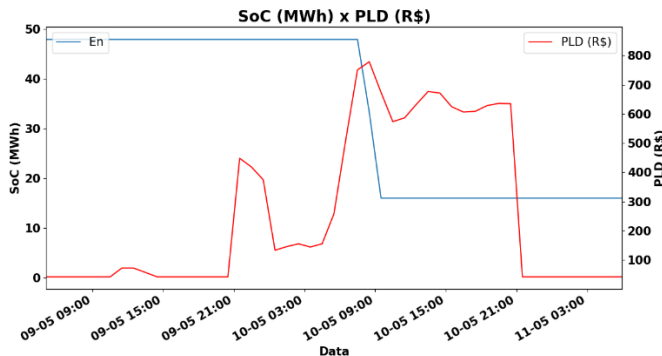


Fig. 4. Estado de carga do BESS frente a uma variação do PLD – Cenário 1

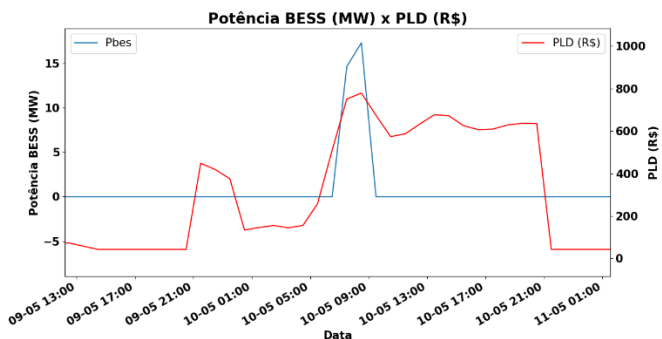


Fig. 5. Despacho/absorção de potência do BESS frente a uma oscilação do PLD – Cenário 1

É importante destacar que a potência positiva representa o despacho de energia, enquanto a potência negativa refere-se à absorção de energia.

De forma semelhante, a Fig. 6 e a Fig. 7, apresentam o comportamento das mesmas variáveis em resposta à oscilação do preço no Cenário 2.

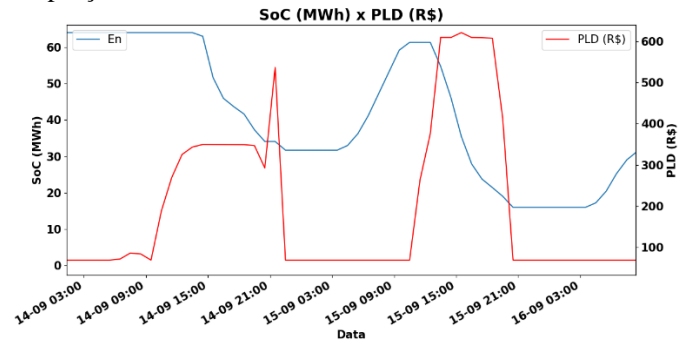


Fig. 6. Estado de carga do BESS frente a uma variação do PLD – Cenário 2

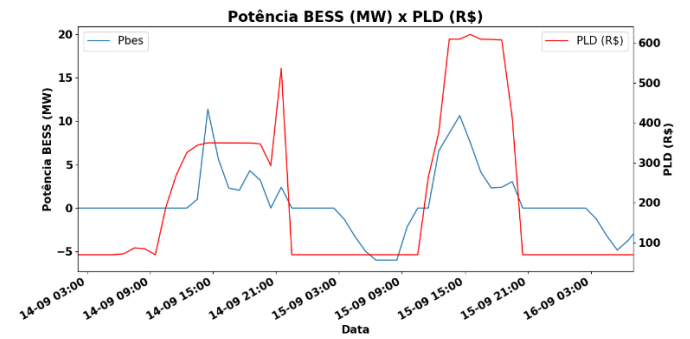


Fig. 7. Variação da potência do BESS frente a uma oscilação do PLD – Cenário 2

Observa-se que, em ambos os cenários, o sistema de armazenamento é orientado a despachar energia nos momentos de maior PLD, visando maximizar os ganhos. A principal diferença entre os dois cenários reside na quantidade de receita gerada, com o BESS do Cenário 1 apresentando maior atividade no geral em comparação ao Cenário 2. Isso se deve à maior oscilação de preços no primeiro cenário, o que permite ao sistema capitalizar os picos de PLD para realizar vendas significativas de energia.

Adicionalmente, é observado que o sistema de armazenamento ajusta a potência gerada pelas fontes renováveis para o MUST, evitando a perda de energia por curtailment. A Fig. 8 ilustra a operação do BESS, absorvendo energia nos momentos em que o montante contratado é excedido.

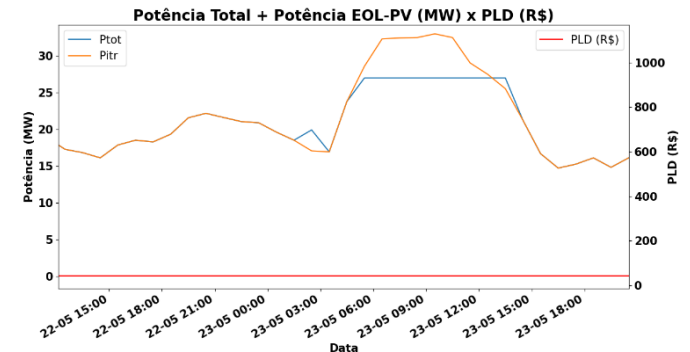


Fig. 8. Absorção de potência pelo BESS para evitar curtailment

Na análise financeira, inicialmente foi avaliada a receita gerada pelo sistema de armazenamento, comparando a diferença entre o sistema associado FV+EOL combinado com o BESS e a usina renovável associada sem bateria. Vale ressaltar que, sem o armazenamento, a planta renovável perde a energia excedente quando gera acima do MUST contratado, o que é evitado com o uso do BESS.

Ao longo de 20 anos, a utilização do sistema de baterias gerou um superávit energético de 18,5 GWh, considerando ambos os cenários de PLD. Em termos de receita, há uma diferença significativa entre os valores do Cenário 1 e do Cenário 2, com um aumento de capital entre 1,1% e 1,3% com o uso do armazenamento. A Tabela II apresenta os dados obtidos para cada cenário.

TABELA II
 AVALIAÇÃO DE SUPERÁVIT ENERGÉTICO E FINANCEIRO

Análise	Cenário 1	Cenário 2
Superávit Energético (GWh)	18,5	18,5
Superávit Financeiro	R\$ 4,8 milhões	R\$ 2,1 milhões
Aumento de receita com a utilização do BESS	1,19%	1,28%

Para a avaliação do retorno do investimento, foram primeiramente estimados o CAPEX e o custo de O&M do BESS implementado, conforme a Tabela I. Em seguida, analisou-se o fluxo de receita anual total para ambos os cenários, descontando anualmente os custos operacionais, de manutenção, e a taxa de juros. A métrica de *payback* descontado foi utilizada para avaliar o retorno do investimento. Os resultados estão apresentados na Tabela III.

TABELA III
 ANÁLISE DE RETORNO DE INVESTIMENTO

Análise	Cenário 1	Cenário 2
CAPEX	R\$ 127,6 milhões	R\$ 127,6 milhões
O&M (a.a.)	R\$ 568 mil	R\$ 568 mil
Payback Descontado (anos)	7,88	-

De forma análoga, foi analisado o retorno do investimento aplicando-se uma redução de custos para investimentos feitos 5 e 10 anos à frente, conforme os percentuais estipulados na Tabela I. As Tabelas IV e V apresentam os custos e o *payback* descontado.

TABELA IV
 ANÁLISE DE RETORNO DE INVESTIMENTO COM REDUÇÃO DE 15% DE CUSTOS – 5 ANOS

Análise	Cenário 1	Cenário 2
CAPEX	R\$ 108,7 milhões	R\$ 108,7 milhões
O&M (a.a.)	R\$ 484 mil	R\$ 484 mil
Payback Descontado (anos)	6,79	-

TABELA V
 ANÁLISE DE RETORNO DE INVESTIMENTO COM REDUÇÃO DE 30% DE CUSTOS – 10 ANOS

Análise	Cenário 1	Cenário 2
CAPEX	R\$ 89,5 milhões	R\$ 89,5 milhões
O&M (a.a.)	R\$ 398 mil	R\$ 398 mil
Payback Descontado (anos)	5,37	-

As análises indicam que o melhor investimento, considerando o Cenário 1, seria a instalação no primeiro ano. Isso porque, ao somar o *payback* descontado obtido nos cenários futuros com o período de espera necessário para realizar a instalação, o valor excede o obtido na Tabela III. No Cenário 2, nenhum dos casos apresentou *payback*, com o investimento com redução de 30% resultando em um fluxo de caixa negativo de R\$ 12 milhões no último ano. Essa diferença se deve aos menores valores de PLD no Cenário 2 em comparação ao Cenário 1. Quando comparadas as receitas totais, o Cenário 2 representa 40% do capital do Cenário 1.

Portanto, a metodologia de otimização proposta para o dimensionamento do sistema de armazenamento demonstra uma dependência significativa da variação dos preços de venda de energia. Assim, a viabilidade do investimento na associação de fontes eólicas e solares com o BESS, utilizando essa otimização, depende de um estudo de mercado aprofundado, com o objetivo de prever o PLD e maximizar o retorno financeiro.

VI. CONCLUSÕES

A aplicação da metodologia permitiu verificar o desempenho do algoritmo de otimização, evidenciando que o BESS atua eficazmente para corrigir picos que excedem o MUST contratado. Além disso, observou-se que o perfil de despacho e absorção de potência do sistema se adapta de forma eficiente às variações nos preços de venda de energia.

Os resultados financeiros indicam a necessidade de uma análise de mercado robusta para a previsão do PLD, especialmente quando a otimização segue a formulação utilizada. Se as previsões de preço apresentarem características semelhantes aos cenários analisados neste estudo, as avaliações realizadas podem ser consideradas válidas para decisões futuras. Para a melhoria da viabilidade financeira envolvendo sistemas de armazenamento, uma alternativa é a implementação de subsídios, com ênfase na redução dos custos de instalação, operação e manutenção.

Ademais, para trabalhos futuros, é interessante a inclusão do dimensionamento do sistema solar fotovoltaico associado na otimização, a fim de adequar ambos os sistemas mutuamente.

VII. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Senai Cimatec, ao Programa de Pesquisa e Desenvolvimento do setor elétrico brasileiro regulado pela ANEEL e à Eletrobras CHESF pelo seu apoio técnico no projeto “PD-00048-0217: Sistema inteligente com aerogerador integrado às fontes de energia solar e storage como plataforma de desenvolvimento visando melhorias contínuas no processo de geração de energia elétrica”.

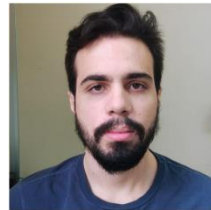
VIII. REFERÊNCIAS

- [1] Muhammad, S., Ali, T., Khan, Y., Shafiullah, M., (2023). Application of dynamic programming for optimal hybrid energy management system: hydro-photovoltaic-diesel-bess. *IEEE Access*, [S.l.], v. 11, p. 73767-73781. DOI: 10.1109/ACCESS.2023.3296699.
- [2] EPE - Empresa de Pesquisa Energética, (2018). Usinas híbridas: uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento. Nota Técnica. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-232/topico-393/NT%20EPE-DEE-NT-011-2018-r0%20%28Usinas%20h%C3%ADbridas%29.pdf>. Acesso em: 18 out. 2023.
- [3] Kulkarni, S., Shivashimpiger, S., Anand, S., (2023). Modeling and Performance Evaluation of a Grid-Integrated Wind-PV-BESS Hybrid Power System. 2023 International Conference on Ambient Intelligence, Knowledge Informatics and Industrial Electronics (AIKIE), [S.l.], p. 1-6. DOI: 10.1109/AIKIE60097.2023.10390465.
- [4] Li, X., Hui, D., Lai, X., (2013). Battery energy storage station (BESS)-based smoothing control of photovoltaic (PV) and wind power generation fluctuations. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, [S.l.], v. 4, n. 2, p. 464-473. DOI: 10.1109/TSTE.2013.2247428.
- [5] Reihani, E., Sepasi, S., Roose, L., Matsuura, M., (2016). Energy management at the distribution grid using a Battery Energy Storage System (BESS), *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 77, Pages 337-344, ISSN 0142-0615, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.11.035>.
- [6] Thien, T., Axelsen, H., Merten, M., Sauer, D., (2022). Energy management of stationary hybrid battery energy storage systems using the example of a real-world 5 MW hybrid battery storage project in Germany, *Journal of Energy Storage*, Volume 51, 104257, ISSN 2352-152X, <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104257>.
- [7] Chen, X., Liu, Z., Wang, P., Li, B., Liu, R., Zhang, L., Zhao, C., Luo, S., (2023). Multi-objective optimization of battery capacity of grid-connected PV-BESS system in hybrid building energy sharing community considering time-of-use tariff, *Applied Energy*, Volume 350, 121727, ISSN0306-2619, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121727>.
- [8] Costa, T., Arcanjo, A., Vasconcelos, A., Silva, W., Azevedo, C., Pereira, A., Jatobá, E., Bione, J.F., Barreto, E., Villalva, M.G., et al., (2023). Development of a Method for Sizing a Hybrid Battery Energy Storage System for Application in AC Microgrid. *Energies*, 16, 1175. <https://doi.org/10.3390/en16031175J>.
- [9] Nocedal, J. S. Wright, *Numerical Optimization*, vol. I. New York: Springer-Verlag, 1999, p. 2-4.
- [10] E. F. Goldberg, M. C. Goldberg, H. P. L. Luna, *Otimização Combinatória e Meta-heurísticas - Algoritmos e Aplicações*, vol. I. Barueri: GEN/LTC, 2015.
- [11] R. Zhang, "Optimization Theory Series: 1 — Objective Function and Optimal Solution," 2024. [Online]. Available: <https://rendazhang.medium.com/introduction-to-optimization-theory-1-objective-function-and-optimal-solution-a70c3dc8a12e>.
- [12] R. Zhang, "Optimization Theory Series: 2 — Constraints," 2024. [Online]. Available: <https://rendazhang.medium.com/optimization-theory-series-2-constraints-2c98de6936ab>. Acesso em: 24 de maio de 2024.
- [13] R. Zhang, "Optimization Theory Series: 3 — Types of Optimization Problems," 2024. [Online]. Available: <https://rendazhang.medium.com/optimization-theory-series-3-types-of-optimization-problems-0a77f5639dca>. Acesso em: 24 de maio de 2024.
- [14] C. H. Papadimitriou, K. Steiglitz, *Combinatorial Optimization: Algorithms and Complexity*, vol I, New York: Dover Publications, Inc., 1998.
- [15] M. Moarefdoost, "Optimization Modeling in Python: PuLP, Gurobi, and CPLEX." 2024. [Online]. Available: <https://medium.com/opex-analytics/optimization-modeling-in-python-pulp-gurobi-and-cplex-83a62129807a>.
- [16] Gurobi Optimization, "Gurobi Optimizer," 2024. [Online]. Available: <https://www.gurobi.com/faqs/gurobi-optimizer/>.
- [17] E. Rothberg, "Gurobi Optimization," 2024. [Online]. Available: <https://www.informs.org/Impact/O.R.-Analytics-Success-Stories/Industry-Profiles/Gurobi-Optimization>.
- [18] Lazard, "Lazard LCOE+: Levelized Cost of Energy+," 2024. [Online]. Available: https://www.lazard.com/media/xemfey0k/lazards-lcoeplus-june-2024-_vf.pdf.
- [19] Banco Central do Brasil, "Cotações e Boletins," 2024. [Online]. Available: <https://www.bcb.gov.br/estabilidade/financeira/historicocotacoes>.
- [20] Câmara de Comercialização de Energia (CCEE), "Conceitos de Preço," 2024. [Online]. Available: <https://www.ccee.org.br/precos/conceitos-precos>.
- [21] EPE – Empresa de Pesquisa Energética, "Micro e Minigeração Distribuída & Baterias Atrás do Medidor," 2024. [Online]. Available: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-709/Cademo_MMGD_Baterias_PDE2034_\(20240702\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-709/Cademo_MMGD_Baterias_PDE2034_(20240702).pdf).

IX. BIOGRAFIAS



Leonardo J. M. Simões possui graduação em Engenharia Elétrica pelo SENAI CIMATEC (2023) e é pós-graduando em Inteligência Artificial pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR). Atua como pesquisador em projetos de PDI no SENAI CIMATEC, com ênfase na geração de energia elétrica por fontes renováveis, executando tarefas relacionadas à modelagem de sistemas elétricos e controle de sistemas híbridos de geração de energia.



Rodrigo L. Miranda é graduado em Engenharia Elétrica pelo Centro Universitário SENAI CIMATEC. Especialista em Geração Distribuída com Energias Renováveis pela PUC MINAS. Foi estagiário na BD Engenharia, desenvolvendo atividades de acompanhamento na migração de empresas para o Mercado Livre de Energia. Atualmente, Rodrigo atua como pesquisador no projeto P&D no SENAI CIMATEC, que envolve o desenvolvimento de uma planta híbrida inteligente que integra as fontes Eólica e Solar, juntamente com um Sistema de Armazenamento a Bateria para o controle no processo de geração de energia.



Lucas do E. S. Fernandes possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal da Bahia (UFBA), com ênfase em Sistemas de Energia Elétrica. Atuou como estagiário na Companhia de Energia Elétrica da Bahia (COELBA) durante um período de dois anos (2015-2017). Possui Mestrado em Engenharia Elétrica na área de Sistemas Elétricos de Potência (2020). Atualmente é Especialista do SENAI CIMATEC no setor de geração, transmissão e distribuição de energia. Atua com prospecção e desenvolvimento de projetos PD&I no setor elétrico. Possui conhecimento nas áreas de Energias Renováveis, Mercado Livre de Energia, Modernização do setor elétrico e redes elétricas do futuro.



Marcio de Carvalho Filho possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora (2012) e mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora (2014). Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas de Potência, atuando principalmente nos seguintes temas: modelos de equipamentos e análise de falhas para sistemas elétricos multifásicos. Atualmente, é engenheiro electricista da CHESF é gerente de projeto de P&D (PD-0048-0217/2020) "Sistema inteligente com aerogerador integrado às fontes de energia solar e storage como plataforma de desenvolvimento visando melhorias contínuas no processo de geração de energia elétrica".



José Bione de Melo Filho possui graduação em Engenharia Elétrica - Modalidade Eletrotécnica pela Universidade de Pernambuco (1990), especialização em Engenharia de Segurança do Trabalho na Universidade de Pernambuco (1993), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal da Paraíba (1999), doutorado em Tecnologias Energéticas Nucleares pela Universidade Federal de Pernambuco (2006) e pós-doutorado em Energia Renovável no

Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales e Tecnológicas del Gobierno de España - CIEMAT (2011), MBA Executivo em Gestão Empresarial no CEDEPE (2016). Atualmente é professor do Mestrado em Tecnologia da Energia e do Curso de Especialização em Energia Renovável da Universidade de Pernambuco, professor do IFPE, relator do GES-Grupo de Estudo de Geração Eólica, Solar e Armazenamento de energia do SNPTEE-Seminário Nacional de Produção, Transmissão e Energia Elétrica do Cigré-Brasil, e Gerente da Assessoria de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica Fontes Renováveis de Energia, com ênfase em sistemas de acionamento de máquinas, máquinas elétricas, eletrônica de potência, energia solar, eólica, biomassa e armazenamento de energia, atuando principalmente nos seguintes temas: geração de energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos, térmicos (termosolar e convencional) e eólicos, além de desenvolver projetos em Eficiência Energética e Armazenamento de Energia. Tem publicado diversos trabalhos em revistas, periódicos e congressos especializados na área de energia renovável.