

## **GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA - GCR**

### **ARMAZENAMENTO DE ENERGIA: POSSÍVEIS INVESTIMENTOS E IMPACTOS NO PORTFÓLIO DE ENERGIA**

**LAIS CLAUDINE SCHIAVO GOMES(1); RAFAEL BAMBIRRA PEREIRA(1); PAULO SÉRGIO ULIANA JUNIOR(2); RODRIGO MACHADO FONSECA(2); MARINA OLIVEIRA LIMA(2); PETR EKEL(3); LEÔNIO B. GUIMARÃES FILHO(4); GUSTAVO LELES DA CONCEIÇÃO(4); ALYNNE ANTUNES MACHADO DOS SANTOS(4); ANTÔNIO SANTOS ANDRADE(4); MATHEUS DE OLIVEIRA MENDONÇA(2); DOUGLAS ALEXANDRE GOMES VIEIRA(2); GUSTAVO RODRIGUES LACERDA SILVA(2) UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS(1); ENACOM HANDCRAFTED TECHNOLOGIES(2); ASOTECH(3); ALIANÇA GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.(4)**

#### **RESUMO**

Este trabalho apresenta uma metodologia para simulação de portfólios de energia, analisando a viabilidade de investimento em sistemas de armazenamento. Esses sistemas têm ganhado destaque visto que são versáteis em sua aplicação, seja por questões econômicas, gerenciamento energético ou confiabilidade. Um estudo de caso de um portfólio composto por um ativo eólico e contratos de venda é simulado em um horizonte de quatro anos, analisado sem e com a inclusão do armazenamento. Cenários de preço horário e de geração eólica são considerados para a simulação e é avaliado o impacto em termos de retorno financeiro e risco de exposição ao mercado de curto prazo.

**PALAVRAS-CHAVE:** sistemas de armazenamento de energia, gestão de risco, PLD horário, portfólios de energia

#### **1.0 INTRODUÇÃO**

Devido a um mercado de energia com crescimento constante (1) e a avanços regulatórios, como a instituição do preço horário, os Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) têm sido estudados como possibilidade de investimento no setor elétrico (2) (3). A sazonalidade de fontes de geração, o crescimento de fontes de energia intermitentes e não despacháveis e a pressão social por uma matriz renovável demandam que as empresas foquem em alternativas para seu crescimento de forma sustentável.

Nesse contexto, os sistemas de armazenamento ganham cada vez mais destaque como opção para lidar com essas demandas, visto que são versáteis em sua aplicação (4), seja por questões econômicas, gerenciamento energético ou confiabilidade. A viabilidade econômica de um SAE está intrinsecamente relacionada à tecnologia de armazenagem utilizada, assim como ao seu local de instalação. Assim sendo, ao investir nesses sistemas, deve-se considerar não somente o retorno financeiro, mas também a posição final do portfólio de ativos de energia do investidor, além dos impactos ao sistema elétrico no local de implantação do SAE.

A implantação do preço spot de energia de base horária (preço de liquidação de diferenças - PLD) traz oportunidades de ganho de receita para os agentes considerando a volatilidade intradiária dos preços. A utilização do SAE seja para aumento da eficiência energética de fontes intermitentes, ou mesmo para geração adicional nos horários de pico, consequentemente, de energia mais cara, se torna uma opção interessante.

A partir do exposto, o presente trabalho traz uma metodologia para simulação de portfólio de um agente gerador em um cenário de preço horário e avaliação do investimento em sistema de armazenamento de energia, propondo ainda um modelo para representação desse SAE dentro do portfólio. Cenários de geração eólica também são considerados e estes foram criados a partir do modelo ARIMAX, sendo que a metodologia adotada é também apresentada. O objetivo é analisar se é interessante considerar os SAE na gestão de risco de portfólios de energia, considerando um horizonte de médio prazo, e para tanto, realiza-se um estudo de caso.

Apresenta-se que o armazenamento pode proporcionar benefícios para o agente ao lidar com a volatilidade diária do preço spot e possibilita a complementaridade de geração de fontes renováveis (solares e eólicas), ao possibilitar um perfil de risco de comercialização menos exposto. No entanto, percebe-se que o custo de investimento nesse tipo de sistema é determinante para a sua viabilidade.

## 2.0 TRABALHOS RELACIONADOS

A iniciar pelos benefícios do emprego dos SAE, o estudo (5) aponta vantagens técnicas, econômicas e ambientais, como: arbitragem (armazenamento em período de custo de energia baixo e descarga em custo mais elevado); fonte de energia de reserva e para o balanceamento da rede; regulação de tensão e frequência; manutenção do suprimento contínuo de energia (melhoria da qualidade de energia); auxílio no startup de equipamentos de geração para sincronizar a frequência com a linha de transmissão; postergação de investimentos; gestão de custos e nivelamento de carga.

Uma vez que a carga exigida pelos consumidores e o preço da energia são parâmetros correlacionados, as diversas estratégias de gestão da energia por meio do armazenamento caminham para a mesma direção. De maneira geral, procura-se realizar o armazenamento em momentos oportunos:

- Quando o custo de geração está baixo, para evitar cenários de geração mais caros;
- Quando a necessidade de carga for menor, reservando a energia para períodos de alta demanda;
- Quando há alguma indisponibilidade física na transmissão (*curtailment*) ou na distribuição, de modo a absorver o excesso de energia gerada e aliviar o congestionamento das linhas;
- Quando a disponibilidade do meio para geração for abundante em determinados períodos do ano, para se utilizar a energia armazenada em períodos mais escassos.

Os autores de (5) também informam que as usinas hidrelétricas reversíveis correspondem a 99% da capacidade instalada em armazenamento de energia no mundo. Entretanto, outras tecnologias, mais flexíveis em relação ao local de instalação, por exemplo, se apresentam como alternativas promissoras para as próximas décadas, especialmente as baterias de íon-lítio.

Em (6) e (7) são listados aspectos determinantes para a avaliação de um SAE por meio de baterias: custo; vida útil; eficiência; taxa de resposta; escala; segurança; confiabilidade; facilidade de manutenção e proteção ao meio ambiente. Além disso, elementos externos como o ambiente regulatório e incentivos fiscais são apontados por (8) e (9) como fundamentais para se alcançar a viabilidade financeira de projetos em SAE.

Nessa conjuntura, faz-se necessário adotar estratégias para melhorar a tomada de decisão na montagem do portfólio de ativos de energia das empresas. Em (10), os autores indicam que o planejamento a partir da avaliação de cenários é essencial para este fim, dado que cada tecnologia de armazenamento tem suas particularidades quando contempladas na rede. Eles propõem um *framework* de planejamento em duas etapas (10), utilizando técnicas de tomada de decisão multicritério com lógica nebulosa, para a avaliação de empreendimentos com geração de renováveis acoplada ao armazenamento. Os sistemas mais viáveis, em sua maioria, tinham a tecnologia fotovoltaica como a fonte geradora.

Em (11), foi avaliado o investimento em uma usina hidrelétrica reversível operacionalizada conforme a arbitragem de preços, tendo em vista a implementação do PLD horário. Verificou-se que, apesar das diferenças de preço *intraday*, os lucros não viabilizam o investimento no prazo comumente praticado das concessões de energia. O estudo (12) classifica os problemas de análise de risco no setor elétrico entre os de natureza operacional (curto prazo), de comercialização (médio prazo), e de *valuation* (longo prazo), destacando que boa parte das metodologias de análise de risco mesclam conhecimentos do setor elétrico com conceitos do mercado financeiro. Para análises de longo prazo, os pesquisadores ressaltam a importância de se considerar os riscos tecnológico e regulatório, geralmente ignorados em avaliações de prazo mais curto.

Os autores em (13) realizaram a análise de risco de um portfólio composto por uma geração híbrida de eólica e fotovoltaica, juntamente com armazenamento por bateria de íon-lítio. A métrica para se avaliar o risco do portfólio foi o *Multi Value at Risk* (MVar). Verificou-se que as baterias ajudaram a melhorar o perfil de risco, mesmo o estudo não tendo considerado estratégias de operação para suavização da geração da planta híbrida.

## 3.0 METODOLOGIA

### 3.1 Construção do perfil do PLD horário

Com o intuito de realizar simulações em horizontes maiores, é necessário obter cenários de preço neste horizonte. O NEWAVE é o modelo de planejamento da operação (14) utilizado oficialmente por órgãos do setor elétrico brasileiro para a construção de cenários de preço e geração hidráulica no médio/longo prazo. Na definição do preço da energia, ele é utilizado na primeira etapa e sua saída compõe 2000 cenários de diversas variáveis, incluindo o custo marginal de operação (CMO) do sistema brasileiro por sub-mercado e por mês. O CMO é definido como o custo por unidade de energia produzida para atender a um acréscimo de carga no sistema (15). O PLD é obtido, a partir do CMO, da maneira expressa na equação 1, para um período  $t$ . Os limites de PLD são definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) anualmente.

$$PLD_t = CMO_t, se PLD_{min} \leq CMO_t \leq PLD_{max} \quad 1$$

No entanto, considerando estudos sobre armazenamento, é interessante obter cenários de PLD horário. Sendo assim, a partir de uma base de dados reais com a informação do PLD horário, é possível generalizar o seu comportamento para a construção do seu perfil e, então, aplicá-lo no horizonte desejado. Para cada sub-mercado, calcula-se a média do PLD horário real em 12 meses,  $PLD_h^{Real}$ , obtendo-se um perfil representativo das flutuações de preço *intraday*, para cada hora, ao longo do ano. Ao dividir o valor médio horário pelo valor médio do PLD no ano,  $PLD_A$ , expresso na equação 2, calcula-se um índice de conversão,  $I_h$ .

$$I_h = \frac{PLD_h^{Real}}{PLD_A} \quad 2$$

A conversão do  $PLD_t$  de um período qualquer, para a base horária,  $PLD_h$ , se dá pela equação (3).

$$PLD_h = PLD_t I_h \quad 3$$

### 3.2 Construção dos cenários de geração eólica

Na simulação do comportamento de um portfólio de energia, deve-se considerar cenários de geração para análise do retorno financeiro de um empreendimento. Uma usina eólica possui certificações e, geralmente, a partir destas, um perfil mensal padrão de sua geração é considerado em análises de portfólio. No entanto, é interessante considerar cenários distintos de geração.

Neste intuito, a partir de dados verificados de velocidade de vento na área de uma usina, é construído um modelo de previsão através do Modelo Autoregressivo Integrado de Médias Móveis e Entradas Exógenas (ARIMAX) (16). A Figura 1 apresenta um esquemático relacionando os dados de entrada necessários e a saída do modelo. Pode-se expressar o modelo, de forma simplificada, pela equação 4.

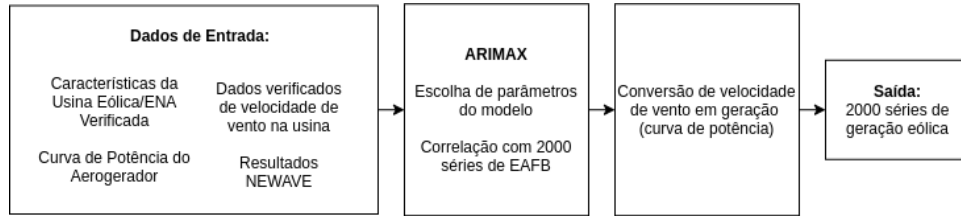


FIGURA 1- Esquemática do modelo ARIMAX.

$$y_t = \rho + \sum_{i=1}^p \beta_i y_{t-i} + \sum_{j=1}^r \omega_j w_j + \sum_{k=1}^q (\theta_k \varepsilon_{t-k}) + \varepsilon_t \quad 4$$

Onde  $y_t$  é uma variável temporal a ser predita, neste caso, a velocidade de vento,  $\rho$  é uma constante que pode ser aplicada para definir uma tendência do modelo,  $y_{t-i}$  é a velocidade de vento em instantes de tempo anteriores (defasagem realizada através de  $i$ ),  $p$  é a quantidade máxima de intervalos de tempo,  $\beta_i$  é o coeficiente de  $y_{t-i}$ ,  $w_j$  representa as variáveis exógenas, no caso, é utilizada a Energia Natural Afluenta ao Sistema sendo  $\omega_j$  seu coeficiente e  $r$  o número máximo de exógenas. A parcela  $\sum_{k=1}^q (\theta_k \varepsilon_{t-k}) + \varepsilon_t$  se relaciona ao erro do modelo.

O modelo utilizado é definido pelos parâmetros “p”, “d” e “q” (“p” é o número de defasagens autoregressivas, “d” é o grau de diferenciação e “q” é o número de atrasos da média móvel). Inicialmente, avaliam-se resultados obtidos com a variação destes termos no ARIMAX em um conjunto de teste, e, a partir do menor produto do erro máximo e médio absoluto (equação 5), define-se o modelo oficial para a construção dos cenários, aplicado agora no conjunto de treino.

$$E = \left( \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |y_{Real} - y_{Predito}| \right) \cdot \max(|y_{Real} - y_{Predito}|) \quad 5$$

Visto que a simulação utiliza cenários de preço de energia gerados pelo modelo NEWAVE, a correlação entre os cenários de geração eólica e os de preço, já existentes, é realizada a partir da Energia Natural Afluenta Bruta (ENA) como variável exógena. Uma vez que o presente estudo se apoia em uma avaliação horária, faz-se necessária a conversão dos cenários de geração mensal,  $G_m$ , para a base horária. Essa conversão é feita por meio de um índice, de maneira análoga à Equação 2. Assim sendo, o valor estimado para a geração horária,  $G_h$ , a partir deste índice, é calculado pela equação 6.

$$G_h = G_m \frac{G_h^{Real}}{G_T} \quad 6$$

Em que  $G_h^{Real}$  é a geração horária proveniente de dados reais e  $G_T$  é a geração média no período  $T$ , que compreende todo o período dos dados horários reais.

### 3.3 Modelagem dos Ativos

Determinadas características precisam ser modeladas para que um ativo em energia seja representado e componha um portfólio de um agente. Para este trabalho, modela-se uma usina eólica, um sistema de armazenamento de energia em baterias e os contratos. Para todos os ativos, ou alternativas a serem avaliadas na simulação, é comum definir os seguintes dados: data de entrada no portfólio, data de saída no portfólio e tipo do ativo ou alternativa.

A usina eólica é caracterizada através de sua garantia física, que define a quantidade máxima de energia que o empreendimento pode comercializar, cálculo que é de competência da Empresa de Pesquisa Energética (17). São considerados, ainda: capacidade instalada da usina; submercado no qual está inserida; custo de operação e manutenção; especificações e quantidade de aerogeradores. Para obter os cenários de sua geração, conforme apresentado na seção 3.2, são necessários os dados medidos de velocidade de vento na região e a curva de potência relativa ao tipo de aerogerador.

O sistema de armazenamento de energia através de baterias é modelado pela sua capacidade de armazenamento, potência instalada, perfil de carga e descarga diário, custo de operação e manutenção e custo de investimento, visto que será avaliado como uma alternativa. Este SAE será incorporado à usina eólica formando uma planta híbrida, portanto, a capacidade de geração da usina eólica será um limitante para carga e descarga do equipamento.

Os contratos, sejam de compra ou de venda, são caracterizados pelo volume e preço contratados, sendo que o sinal do volume define se é compra (positivo) ou venda (negativo). Um perfil de sazonalização para o volume do contrato pode ainda ser considerado e o submercado da compra ou venda.

### 3.4 Modelagem da Receita e Risco do Portfólio de Energia

Dadas as particularidades deste estudo, a modelagem da receita e dos custos, nesta seção, é apresentada na base horária, para cada um dos cenários criados a partir da simulação do NEWAVE, que por sua vez agregam incertezas ao problema. O retorno esperado do portfólio (equação 7),  $R_h^E$ , é a soma do resultado (receita ou despesa) esperado dos contratos de comercialização e do resultado proveniente da exposição do portfólio, subtraído do custo operacional,  $C_{OP,h}$ , que é composto pelo custo da geração eólica e do SAE.

$$R_h^E = v_{c,t} P_{c,t} + \xi_h PLD_h - C_{OP,h} \quad 7$$

Onde a parcela dos contratos é uma função do preço de comercialização da energia,  $P_{c,t}$ , e do volume de energia contratado,  $v_{c,t}$ ; a parcela que compõe o resultado da exposição consiste no valor do saldo,  $\xi_h$ , entre o recurso (energia gerada) e o requisito (energia vendida) valorado ao PLD horário. O custo operacional da usina de geração eólica,  $C_{OP}^{Eólica}$  (equação 8), é definido por um fator de custo fixo,  $\varepsilon_{ger}$ , informado pelo agente gerador multiplicado pela garantia física,  $GF$ .

$$C_{OP}^{Eólica} = GF^{Eólica} \varepsilon_{ger} \quad 8$$

O custo de investimento do SAE,  $C_{inv}$ , pode ser encontrado por um fator de custo dependente da potência instalada do equipamento. Já os custos operacionais do SAE,  $C_{OP}^{SAE}$ , (equação 9) são fixos e modelados por um coeficiente de custo,  $C_{OP}$ , relativo à capacidade de armazenamento do conjunto de baterias,  $A$ .

$$C_{OP}^{SAE} = A C_{OP} \quad 9$$

A análise de risco do portfólio deste trabalho baseia-se no *Conditional Value at Risk* (CVaR), um caso especial do *Value at Risk* (VaR), proposto no trabalho de (18). O CVaR representa, dentre os cenários estudados, a receita esperada nos  $\alpha\%$  piores quadros, de modo que a tomada de decisão seja mais conservadora e foque nas condições menos rentáveis.

A abordagem considera  $f(x, y)$  como a perda associada a um vetor de decisão  $x$  e o vetor  $y \in \mathbb{R}^m$ . O vetor  $x$  pode representar um portfólio, enquanto o vetor  $y$  representa as incertezas associadas. Sendo  $p(y)$  a densidade da função de probabilidade de  $y$  em  $\mathbb{R}^m$ . Portanto, a probabilidade de  $f(x, y)$  não exceder um limite  $\zeta$  acontece de acordo com a equação 10.

$$\psi(x, \zeta) = \int_{f(x, y) \leq \zeta} p(y) dy \quad 10$$

Os valores de  $\alpha VaR$  e  $\alpha CVaR$ , representados, respectivamente, por  $\zeta_\alpha(x)$  e  $\phi_\alpha(x)$ , para qualquer nível de probabilidade  $\alpha \in (0,1)$ , podem ser descritos por:

$$\zeta_\alpha(x) = \min\{\zeta \in \mathbb{R}: \psi(x, \zeta) \geq \alpha\} \quad 11$$

$$\phi_\alpha(x) = (1 - \alpha)^{-1} \int_{f(x, y) \leq \zeta_\alpha(x)} f(x, y) p(y) dy \quad 12$$

Na equação 11,  $\zeta_\alpha(x)$  é o último ponto à esquerda do intervalo não vazio em que  $\zeta$  faz verdadeiro  $\psi(x, \zeta) \geq \alpha$ . O *Value at Risk* (VaR), definido por (19), estima o quanto um conjunto de investimentos pode ser perdido, dada uma probabilidade  $\alpha\%$ , considerando condições normais de mercado em um dado período. Já na equação 12, a probabilidade de  $f(x, y) \leq \zeta_\alpha(x)$  é igual a  $1 - \alpha$ . Portanto,  $\phi_\alpha(x)$  acaba sendo a expectativa condicional de perda associada a  $x$ , relativa à perda ser  $\zeta_\alpha(x)$  ou maior. Por esta razão o CVaR é utilizado como referência para a estimativa do retorno nos  $\alpha\%$  piores cenários. Sendo assim, ambos, retorno e risco são elementos fundamentais na avaliação do portfólio, sendo cada um objeto das funções objetivo que a constituem:

$$\text{Função Objetivo 1: } \max \sum_h R_h^E \quad 13$$

$$\text{Função Objetivo 2: } \max CVaR \quad 14$$

#### 4.0 ANÁLISE DE VIABILIDADE DE INVESTIMENTO EM SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

O experimento consistiu na simulação da operação de uma usina eólica híbrida com armazenamento de energia, tendo em vista a prática da arbitragem de preços horários ao longo do dia. Três sistemas de capacidade de armazenamento distintos foram estudados, conforme a Tabela 1. O valor do investimento e dos custos operacionais seguiram os apresentados por (20), de US\$ 678/kW e US\$ 3/MWh, respectivamente. A cotação do dólar aplicada foi a do dia 19/08/2021, de R\$ 5,41/US\$. Os contratos foram modelados para caracterizar o requisito do portfólio, na modalidade *flat*. Na avaliação do investimento, às receitas e despesas foi aplicada uma taxa de desconto anual de 8%.

TABELA 1- Características dos sistemas de armazenamento estudados.

| # | Capacidade de Armazenamento [MWh] | Potência Instalada [MW] | $C_{inv}[10^6]$ | $C_{op}[R\$/MWh]$ |
|---|-----------------------------------|-------------------------|-----------------|-------------------|
| 1 | 20                                | 20                      | 73,36           | 324,60            |
| 2 | 30                                | 30                      | 110,03          | 486,90            |
| 3 | 50                                | 50                      | 183,39          | 811,50            |

A investigação se concentrou no submercado do Nordeste, uma vez que o ativo eólico em questão se encontra nesse submercado. Os 2000 cenários mensais do NEWAVE necessários para a estimativa do PLD futuro e para a geração foram aplicados no período de agosto de 2021 a dezembro de 2024. A Figura 2 apresenta o comportamento do PLD no intervalo considerado, enquanto a Figura 3 ilustra os cenários de geração.

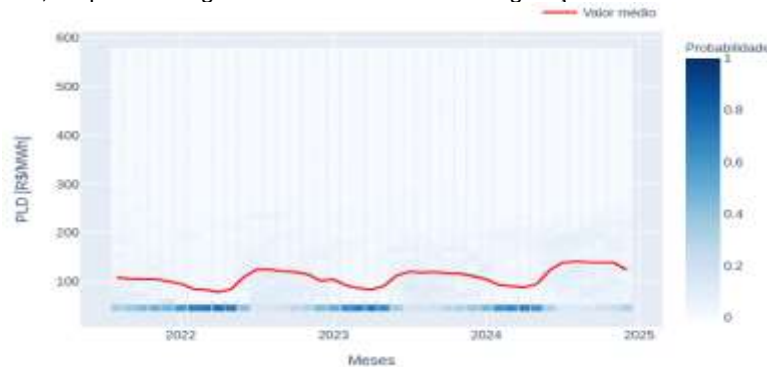


FIGURA 2- Comportamento do PLD ao longo do horizonte de simulação.

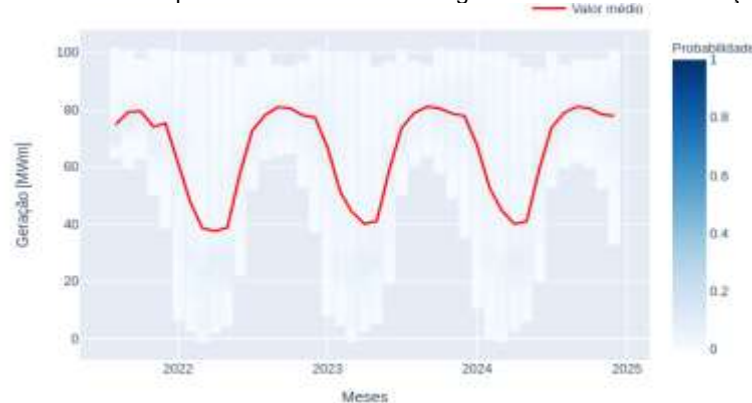


FIGURA 3- Cenários de geração eólica.

A base de dados para a criação dos índices de transformação do PLD mensal em intervalo horário (equação 2) foi a da “Operação Sombra” do PLD horário do período de janeiro de 2020 a dezembro de 2020, disponibilizada pela CCEE (21). Já para a criação do índice de transformação da geração eólica mensal em base horária, utilizou-se a

base de dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (22) dos meses de outubro de 2019 até janeiro de 2020.

O perfil de operação do sistema de baterias foi definido de modo a se fazer a carga nos horários em que, historicamente, o PLD é mais baixo, e a descarga nos horários de alta. Com isso, o sistema foi modelado para carregar completamente e uniformemente durante 4h, entre 5:00 e 9:00, e descarregar completamente e uniformemente durante 5h, entre 18:00 e 23:00, todos os dias. Os índices de PLD horário, geração horária e o perfil de operação são representados na Figura 4.

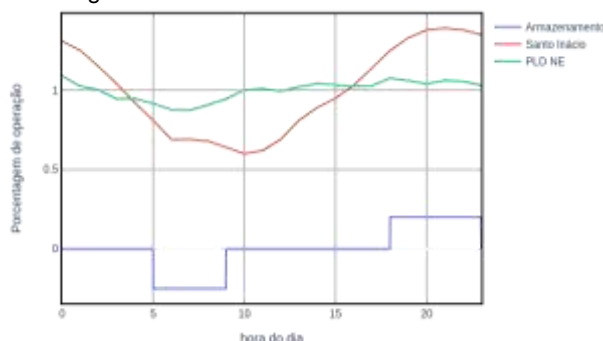


FIGURA 4- Perfis horários dos índices de geração, de PLD da região nordeste e da operação do sistema de baterias.

#### 4.1 Resultados Simulação Portfólio

Na Tabela 2, observa-se que o portfólio sem o armazenamento é o mais rentável, além de ser o de menor risco, considerando que a Receita em Risco é a diferença entre a receita e o CVaR. Além disso, nota-se que quanto maior a capacidade do SAE, para os cenários estudados, menor é a receita esperada, na direção contrária ao objetivo do portfólio. A Figura 5 apresenta a comparação das alternativas frente a variação de contratação no mercado.

TABELA 2 - Valores esperados de Receita, Receita em Risco e CVaR para todo o horizonte de simulação.

| # | Armazenamento [MWh] | Receita [ $10^6$ R\$] | CVaR [ $10^6$ R\$] | Receita em Risco [ $10^6$ R\$] |
|---|---------------------|-----------------------|--------------------|--------------------------------|
| 1 | 0                   | 327,98                | 284,05             | 43,93                          |
| 2 | 20                  | 254,20                | 210,09             | 44,11                          |
| 3 | 30                  | 217,30                | 173,10             | 44,20                          |
| 4 | 50                  | 143,52                | 99,14              | 44,38                          |

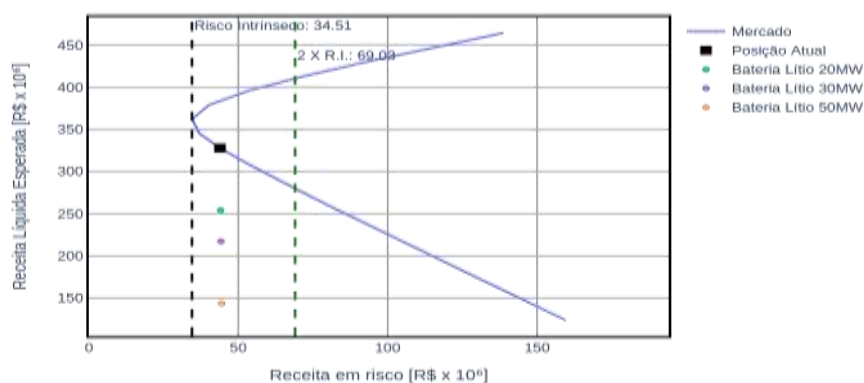


FIGURA 5- Comportamento do portfólio atual e das alternativas em relação aos objetivos e variação de contratação no mercado.

A Figura 6 apresenta os balanços de energia horário do portfólio simulado com SAE de 30 MW e para o portfólio sem armazenamento. Os recursos são representados pela linha azul, os requisitos em vermelho e a exposição em verde. É possível observar, no balanço do SAE, o aumento de requisito nos horários de carregamento e o aumento de recurso nos horários de descarga, conforme esperado. A análise financeira do portfólio com as alternativas de SAE indicou que, dentro das condições apreciadas, o Valor Presente Líquido (23) é fortemente negativo, para todas as alternativas: - R\$ 20,02 M para o SAE de 20 MW, - R\$ 30,03 M para o SAE de 30 MW, e - R\$ 50,05 M para o de 50 MW. O retorno obtido com a arbitragem não é suficiente para compensar o custo de investimento dentro desse horizonte. Logo, os investimentos não se mostraram viáveis dentro do período avaliado.

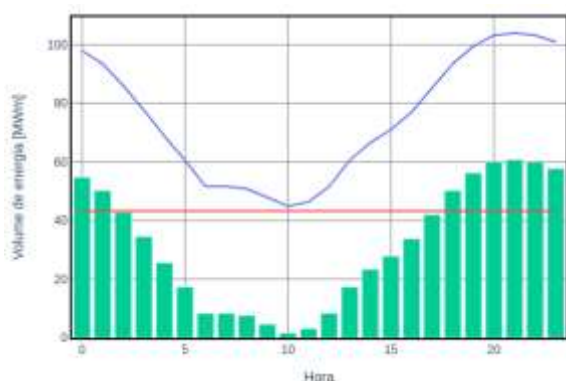


FIGURA 6 - (a) Balanço de energia horário para o portfólio sem armazenamento.

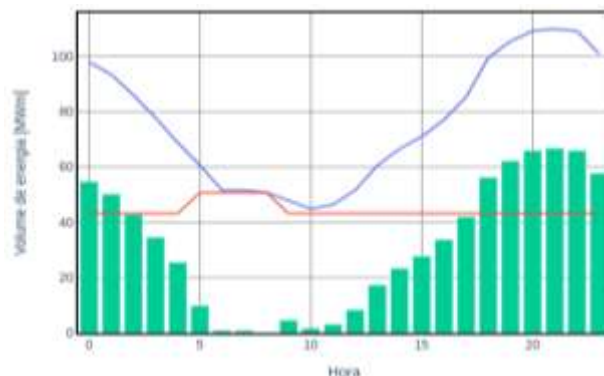


FIGURA 6 - (b) Balanço de energia horário para o portfólio com armazenamento.

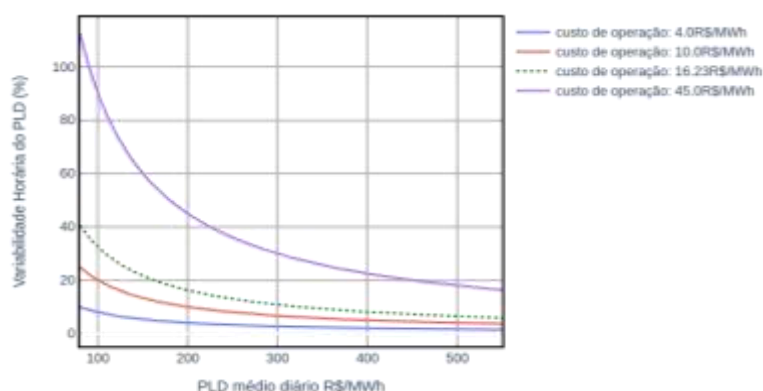


FIGURA 7- Variabilidade do PLD dentro do regime diário de modo a compensar a investir.

Ademais, após ser feita uma análise de sensibilidade, conclui-se que toda vez que o PLD possuir uma variação diária em reais maior do que duas vezes o custo de operação, torna-se lucrativo armazenar energia. Na Figura 7, podemos ver que quanto maior o PLD médio diário, menor a variação percentual que torna o investimento lucrativo. Consequentemente, em cenários onde o PLD é mais alto, a obtenção de lucro é mais provável. Mantendo-se os valores de PLD dos cenários, outra maneira do investimento passar a ser viável seria com uma drástica redução dos custos operacionais, dos atuais R\$ 16,23/MWh para R\$ 1,45/MWh. Embora o retorno não tenha sido alcançado no caso avaliado, como os custos de capital e operação dos sistemas por bateria reduziram ao longo das décadas, submercados cuja variação intradiária do PLD é considerável e cenários em que o PLD médio é mais alto, são mais propensos à viabilidade financeira.

## 5.0 CONCLUSÕES

Os experimentos realizados tiveram o objetivo de investigar o impacto do armazenamento de energia em um portfólio composto por um ativo eólico e um contrato de venda de energia. A simulação, em um horizonte de 41 meses, calcula o retorno esperado e o risco de exposição ao mercado de curto prazo para este portfólio, com e sem inclusão do armazenamento. Dentro dos cenários investigados, a implementação do armazenamento não foi viável.

A viabilidade do investimento estudado ocorre somente em situações em que se tem uma alta redução dos custos operacionais, ou em cenários em que o valor do PLD médio seja acima de R\$ 197/MWh, como foi apresentado no estudo de sensibilidade. O avanço tecnológico a longo prazo, incentivos fiscais e subsídios são fatores que podem reduzir o custo operacional e de capital do armazenamento, favorecendo o investimento nessa tecnologia. Esses fatores são necessários visto os resultados deste trabalho.

Em todo caso, a modelagem apresentada refletiu uma simulação realista empregada nas tomadas de decisões de aquisição de ativos. Esta pode ser ampliada para incluir mais detalhes dos SAE, de forma a avaliar outros tipos de tecnologias. Outra proposta de trabalhos posteriores é examinar o perfil horário de acordo com estações do ano, tanto para o PLD quanto para a geração, e aumentar o período de avaliação do investimento.

## 6.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) BRASIL. Ministério Minas e Energia. Gabinete do Ministro. Portaria nº 403, de 29 de outubro de 2019. Institui o Comitê de Implementação da Modernização do Setor Elétrico no âmbito do Ministério de Minas e Energia. Diário



Oficial da União, Brasília, DF, 30 out. 2019. p. 58. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/web/dou/-/portaria-n-403-de-29-de-outubro-de-2019-224516297>>. Acesso em: 13 ago. 2021.

(2) Brasil. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Plano Nacional de Energia 2050. Brasília: MME/EPE, 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>>. Acesso em: 13 ago. 2021.

(3) LIMA, Mayara M. Sistemas de Armazenamento em Parques Eólicos Considerando PLD Horário e Situações de Constrained Off. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Energia. Curitiba, 2021.

(4) FITZGERALD, Garrett; MANDEL, James; MORRIS, Jesse; TOUATI, Touati. The Economics of Battery Energy Storage: How multi-use, customer-sited batteries deliver the most services and value to customers and the grid. Rocky Mountain Institute, September 2015. <<[http://www.rmi.org/electricity\\_battery\\_value](http://www.rmi.org/electricity_battery_value)>>. Acesso em: 13 ago. 2021.

(5) NIKOLAIDIS, Pavlos; POULLIKKAS, Andreas. Cost metrics of electrical energy storage technologies in potential power system operations. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 25, p. 43–59, fev. 2018. Acesso em: 28 jul. 2021.

(6) ZHANG, Chao et al. Energy storage system: Current studies on batteries and power condition system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 82, p. 3091–3106, fev. 2018. Acesso em: 28 jul. 2021.

(7) ROCHA, S. P.; BAMBIRRA, R. P.; MACHADO-COELHO, T. M.; SOARES, G. L.; EKEL, P. I. Two-Stage Optimization Combining PSO and TOPSIS for Allocation of Energy Storage in Electric Power Systems. In: *IEEE World Congress on Computational Intelligence, 2018, Rio de Janeiro. IEEE Congress on Evolutionary Computation*. Piscataway, NJ 08855-1331 USA: IEEE, 2018. p. 1115-1122.

(8) TIEMANN, Paul Hendrik et al. Electrical energy storage for industrial grid fee reduction – A large scale analysis. *Energy Conversion and Management*, v. 208, p. 112539, mar. 2020. Acesso em: 27 jul. 2021.

(9) LAI, Chun Sing; LOCATELLI, Giorgio. Economic and financial appraisal of novel large-scale energy storage technologies. *Energy*, v. 214, p. 118954, jan. 2021. Acesso em: 28 jul. 2021.

(10) WU, Yunna et al. Portfolio planning of renewable energy with energy storage technologies for different applications from electricity grid. *Applied Energy*, v. 287, p. 116562, abr. 2021. Acesso em: 13 ago. 2021.

(11) MARTINS, Amanda. Análise da aplicação do PLD horário em Usinas Hidrelétricas Reversíveis. 2019. Monografia – Universidade de Brasília, 2019. Acesso em: 13 ago. 2021.

(12) DENTON, M. et al. Managing market risk in energy. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 18, n. 2, p. 494–502, maio 2003. Acesso em: 25 ago. 2021.

(13) COUTINHO, Alex et al. Análise de Portfólio de Geração Eólica e Solar com Armazenamento em Mercados de Energia Horário. nov. 2018, Belo Horizonte - MG. Anais... [S.l.: s.n.], nov. 2019. Acesso em: 13 ago. 2021.

(14) CEPEL. NEWAVE - Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo. Disponível em: <[http://www.cepel.br/pt\\_br/produtos/newave-modelo-de-planejamento-da-operacao-de-sistemas-hidrotermicos-interligados-de-longo-e-medio-prazo.htm](http://www.cepel.br/pt_br/produtos/newave-modelo-de-planejamento-da-operacao-de-sistemas-hidrotermicos-interligados-de-longo-e-medio-prazo.htm)>. Acesso em 14 jul. 2021.

(15) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 109, 26 out. 2004. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2004109.pdf>>. Acesso em: 20 ago. 2022.

(16) CAMELO, Henrique do Nascimento et al. Previsão de velocidade do vento no nordeste brasileiro através do modelo ARIMAX. *Revista Ciência e Tecnologia*, [S.l.], v. 20, n. 36, jun. 2017. ISSN 2236-6733. Disponível em: <<http://www.revista.unisal.br/sj/index.php/123/article/view/582>>. Acesso em: 19 ago. 2021.

(17) EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Garantia Física. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/garantia-fisica>>. Acesso em: 13 ago. 2021.

(18) ROCKAFELLAR, R. Tyrrell; URYASEV, Stanislav. Optimization of conditional value-at-risk. *The Journal of Risk*, v. 2, n. 3, p. 21–41, 2000. Acesso em: 24 ago. 2021.

(19) SADEGHI, Mehdi; SHAVALPOUR, Saeed. Energy risk management and value at risk modeling. *Energy Policy*, v. 34, n. 18, p. 3367–3373, dez. 2006. Acesso em: 24 ago. 2021.

(20) SCHMIDT, Oliver; MELCHIOR, Sylvain; HAWKES, Adam; STAFFELL, Iain. Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies, *Joule*, Volume 3, Issue 1, 2019, Pages 81-100, ISSN 2542-4351, <https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.12.008>.

(21) CCEE. Preço Horário. Disponível em: [https://www.ccee.org.br/portal/faces/preco\\_horario\\_veja\\_tambem/preco\\_horario?\\_afLoop=148343833880337&\\_adf.ctrl-state=gekd2mhnnp\\_1](https://www.ccee.org.br/portal/faces/preco_horario_veja_tambem/preco_horario?_afLoop=148343833880337&_adf.ctrl-state=gekd2mhnnp_1). Acesso em 20 ago. 2021.

(22) ONS. Boletins da Operação. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/boletim-geracao-eolica.aspx>>. Acesso em: 14 jul. 2021.

(23) PUCCINI, Abelardo de Lima. *Matemática Financeira*. 8. ed., 2007.



## DADOS BIOGRÁFICOS



LAIS CLAUDINE SCHIAVO GOMES. Engenheira Eletricista pelo CEFETMG e mestranda em Engenharia Elétrica na UFMG. Atua como analista e pesquisadora associada nas empresas do Grupo Enacom.

(2) RAFAEL BAMBIRRA PEREIRA. Engenheiro de Energia e Mestre em Engenharia Elétrica com experiência nas áreas de gestão de risco, modelagem, otimização e inteligência computacional em empresas de grande e pequeno porte nos setores de energia, mineração e financeiro.

(3) PAULO SÉRGIO ULIANA JUNIOR. Engenheiro Químico com mestrado em Bioengenharia pela UFMG. Foi pesquisador visitante na UC Berkeley na área de empreendedorismo. É atualmente pesquisador associado na área de ciência de dados na Enacom.ads

(4) RODRIGO MACHADO FONSECA. Graduando do curso de Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais. Atualmente faz iniciação científica no Optma\_Lab e trabalha como estagiário de otimização na empresa ENACOM.

(5) MARINA OLIVEIRA LIMA. Graduanda do curso de Ciência da Computação pela Universidade Federal de Ouro Preto. Atualmente é voluntária na CódigoX e trabalha como estagiária de otimização na ENACOM.

(6) MATHEUS DE OLIVEIRA MENDONÇA. Engenheiro eletricista com mestrado em engenharia elétrica pela UFMG na área de otimização e, atualmente, é gerente de otimização na ENACOM e professor de Inteligência Artificial em cursos de pós-graduação. É comprometido com a pesquisa científica que gera resultados e com a inovação.

(7) PETR EKEL. Grau de Ph.D. e do D.Sc. (habilitação) e títulos de Professor Titular e do Acadêmico da Academia de Ciências de Engenharia da Ucrânia. Atualmente é Professor Titular da PUC-MG. Orientador de dissertações de mestrado e de teses de doutorado na UFMG. Seus principais resultados estão relacionados à pesquisa operacional, tomada de decisão e inteligência computacional. Autor e co-autor de mais de 350 publicações. Com sua coordenação e/ou participação foram desenvolvidos mais de 60 projetos, relacionados à modelagem, otimização e controle de sistemas e processos e à tomada de decisões em cenários complexos.

(8) LEÔNICIO B. GUIMARÃES FILHO. Engenheiro Eletricista pelo CEFET-MG, MBA em Finanças pelo IBMEC-RJ, Executive MBA pela FDC e mestrando em Engenharia Elétrica pela PUC Minas. Gerente da área de Comercialização de Energia da Aliança.

(9) GUSTAVO LELES DA CONCEIÇÃO. Graduado em Estatística pela UFMG e graduando em Engenharia Mecânica pela PUC Minas. Especialista na cadeia de modelos de despacho e precificação. Desenvolve estudos de otimização e gestão de risco.

(10) ALYNNE ANTUNES MACHADO DOS SANTOS. Engenheira de Energia pela PUC Minas, MBA Executivo em Administração do Setor Elétrico pela FGV, com experiência nas áreas de Back Office, inteligência de mercado e compra e venda de energia. Especialista em análise e acompanhamento regulatório de energia.

(11) ANTÔNIO SANTOS ANDRADE. Engenheiro Eletricista pela UFMG, MBA em Finanças pela PUC Minas, com vasta experiência no setor elétrico, com passagens pela CCEE, empresas de geração, distribuição e consumo de energia. Gerente do Projeto de P&D.

(12) DOUGLAS ALEXANDRE GOMES VIEIRA. Pós-doutorado em computação pelo Imperial College London. Pós-doutorado, doutorado e graduação em engenharia elétrica pela UFMG. Doutorado Sanduíche na University of Oxford. Diversos projetos coordenados para empresas. Honraria de produtividade em pesquisa pelo CNPq.

(13) GUSTAVO RODRIGUES LACERDA SILVA. Possui graduação em Sistemas de Informação pela PUC Minas, mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica pela UFMG. Tem experiência na área de Ciência da Computação, com ênfase em Modelos de Simulação. Atualmente é diretor de tecnologia da ENACOM.