FOTOVOLTAICA UFSC:
Grupo de Pesquisa Estratégica em Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina
www.fotovoltaica.ufsc.br

Coordenador
Prof. Ricardo Rüther

[Relatório de Resultados do Despacho estratégico do Sistema de Armazenamento de Energia (SAE) de 1 MWh/1 MW com íons de lítio.]

Junho/2022

[EQUIPE:

Alexandre de Albuquerque Montenegro	*Eng. Mecânico, Mestre Eng. Civil*
Álvaro Della Justina do Nascimento	*Eng. Eletricista*
Aline Kirsten Vidal de Oliveira	*Eng.ª Eletricista*
Amanda Mendes Ferreira Gomes	*Eng.ª Eletricista*
Andrigo Filippo Gonçalves Antoniolli	*Eng. Civil, Mestre em Eng. Civil*
Anelise Medeiros Pires	*Eng.ª Eletricista*
André Luiz Prado Cechinel	*Eng. Eletricista*
Angélica Paula Caus	*Eng.ª Eletricista*
Carlos Eduardo Possamai	*Eng. De Contr. e Auto., Mestre Eng. Contr. e Automação*
Caroline Bedin	*Engª. Eletricista*
Clarissa Debiazi Zomer	*Arquiteta, Dr. Eng. Civil*
Daniel Odilio dos Santos	*Eng. Eletricista*
Gabriel de Oliveira Assunção	*Eng. Eletricista, Mestre Eng. Elétrica*
Giuliano Luchetta Martins	*Acad. Eng. Mecânica*
Gustavo Xavier de Andrade Pinto	*Eng. Eletricista, Mestre Eng. Civil*
Prof. Ivo Barbi	*Eng. Eletricista, Dr. Eng. Elétrica*
Prof. Helena Flávia Naspolini	*Eng.ª Eletricista, Dr. Eng. Civil*
Isadora Pauli Custodio	*Arquiteta, Mestre Eng. Civil*
João Martins Junior	*Eng. Eletricista, Mestre Eng. Elétrica*
João Victor Assis da Silveira	*Acad. Eng. Controle e Automação*
Juliane Silva de Almeida	*Eng.ª Eletricista, Mestre Eng. Elétrica*
Julio Boing Neto	*Eng. Eletricista*
Kathlen Schneider	*Eng.ª Civil, Mestre Eng. Civil*
Leonardo Freire Pacheco	*Eng.ª Eletricista, Mestre Eng. Elétrica*
Lucas Parmigiani Zanchetta	*Eng. De Energia*
Lucas Rafael do Nascimento	*Eng. Eletricista, Dr. Eng. Civil*
Manfred Georg Kratzenberg	*Eng. Eletricista, Mestre Eng. Mecânica*
Marília Braga	*Eng.ª Eletricista*
Matheus Hohmann	*Acad. Eng. Elétrica*
Natan Bernardo Nicolli	*Eng. Eletricista, Mestre Eng. Eletrica*
Nikolas dos Santos Barbosa	*Acad. Eng. Civil*
Pedro Henrique Alves Veríssimo	*Eng. Eletricista, Mestre Eng. Civil*
Rafael Antunes Campos	*Eng. Eletricista, Mestre Eng. Civil*
Ruany Dolla	*Eng.ª Eletricista*
Sabrina Rodrigues Ebert	*Acad. Eng. Elétrica*
Tallys Lins Almeida Barbosa	*Eng. Eletricista, Mestre Eng. Eletrica*
Vitor Volpato Goulart	*Acad. Eng. Elétrica*
Ygor Pereira Marca	*Eng. Eletricista, Mestre Eng. Eletrica*

Coordenador: Prof. Ricardo Rüther, Ph.D.]

[ELABORAÇÃO:

Daniel Odilio dos Santos	*Engº Eletricista*
Aline Kirsten Vidal de Oliveira	*Eng.ª Eletricista*
Amanda Mendes Ferreira Gomes	*Eng.ª Eletricista*
Marilia Braga	*Eng.ª Eletricista*

SUMÁRIO

1 Introdução 4
2 Estudos prévios 4
3 Premissas 6
4 Análise dos resultados 8
5 Conclusões 14
Referências 14

1 INTRODUÇÃO

O Projeto de P&D ENGIE/UFSC, da chamada estratégica P&D 021/2016 da ANEEL tem como um de seus objetivos aplicações em geração distribuída de porte comercial. Na finalidade, foi instalado um do Sistema de Armazenamento de Energia (SAE) de 1 MWh/1 MVA, instalado em Tubarão, -SC, na área pertencente à Usina Solar Fotovoltaica Cidade Azul (UFCA). Este documento apresenta os resultados do despacho estratégico avaliando as limitações práticas do sistema real.

2 ESTUDOS PRÉVIOS

No âmbito do Foco I, os estudos são ligados principalmente a usinas de grande porte, que envolve arcabouço regulatório referente às tarifas de transmissão (MUST) por meio do estudo das Resoluções Normativas da ANEEL como a REN 666/2015(ANEEL, 2015), ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) pela REN 109/2014 (ANEEL, 2004).

Neste contexto, do ponto de vista do agente gerador, o sistema de armazenamento pode desempenhar a função de diminuir o MUST necessário para usinas, embora isto ainda não seja viável na regulação atual; evitar ultrapassagens do MUST em função de eventos extremos de irradiância ou velocidade do vento sem que seja necessário descartar a energia; arbitragem tarifária em função das varrições do PLD; atenuação de rampas de fontes renováveis; compensação de reativo para controle de tensão; e controle de frequência.

Entretanto, o Brasil ainda não dispõe de regulação que preveja retorno financeiro para a maioria destas aplicações, assim como ainda não existe procedimento regulado para conexão e operação do sistema na rede básica do Sistema Interligado Nacional (SIN). Dentro desta gama de funcionalidades que o sistema de armazenamento pode desempenhar, as que já contam com contexto técnico que permite um retorno financeiro são: (i) supressão de ultrapassagem do MUST contratado, evitando multas elevadas e descarte de energia; e (ii) arbitragem tarifária em função do PLD. Os demais serviços ou ainda não são previstos em regulação, ou seus custos são reembolsados.

Atualmente, segundo a REN 666/2015, o agente deve pagar três vezes o valor da demanda excedente em caso de ultrapassagem do MUST, o que pode ser custoso tendo em vista os valores de TUST (Tarifa de Uso da Transmissão) (ANEEL, 2018), e levar ao descarte de energia, o que pode ser evitado utilizando o sistema de armazenamento (ANTUNES CAMPOS; RAFAEL DO NASCIMENTO; RÜTHER, 2020).

Ainda, com as novas regras dos contratos por quantidade dos leilões de energia, nas quais a sazonalização da geração deve seguir a carga prevista do comprador de energia (ANEEL, 2019), a otimização de portfólio e o armazenamento de energia de longo prazo desempenharão um papel fundamental no casamento temporal entre a geração do empreendimento e a sazonaliação necessária.

Em relação à arbitragem tarifária através da implementação do PLD horário previsto para início em janeiro de 2021, não se espera variações de tarifa com uma amplitude grande o suficiente para que esta funcionalidade seja arbitrada. No PLD Sombra publicado pela CCEE entre janeiro de 2019 e janeiro de 2020, o delta tarifário intra-diário no período chega a um máximo de 314,83 R$/MWh, sendo que o delta médio é de 22,14 R$/MWh. Considerando o custo do sistema de armazenamento do projeto, estima-se um custo médio de MWh da bateria do Foco I de cerca de 1200,00 R$/MWh. Assim, o delta tarifário intra-diário do PLD ainda deve aumentar em aproximadamente 50 vezes para que esta funcionalidade passe a ser lucrativa para este sistema de armazenamento. Conclusões semelhantes são encontradas em outros lugares do mundo, como Alemanha, onde estudos apontam que o delta tarifário intra-diário ainda deve crescer cerca de 7 vezes para que esta funcionalidade se torne lucrativa (METZ; SARAIVA, 2018).

Estas atividades também envolvem o estudo do estado da arte das tecnologias das baterias, assim como a modelagem da degradação esperada dos sistemas de armazenamento e o custo esperado para cada ciclo completo. A TABELA 1 apresenta uma seleção de modelos de degração de baterias de íons de lítio dos quais serão selecionados os mais semelhantes para aplicação no algoritmo de despacho dos dois focos. Estes modelos serão implementado nos contextos de todos os focos para prever a degração esperada das baterias. Os modelos serão corrigidos em tempo real a medida que novos dados são armazenados, de modo a aproximar os modelos para as condições de cada projeto.

Tabela 1 - Modelos de degração de baterias de íons de lítio.

Modelo	Tecnologia	Referência
$C_{fade}(t, T)[\%] = a_t \cdot t^{0.5}$	LFP/C	(STROE et al., 2014a)
$c_{fade_cyc}(NC, T)[\%] = 6.87 \cdot 10^{-5} \cdot e^{0.027 \cdot T}$	LFP/C	(STROE et al., 2014b)
$PPC_{d-dec_cyc}(NC, T)[\%] = \left(3.24 \cdot 10^{-5} \cdot e^{0.027 \cdot T}\right) \cdot NC^{0.00434 \cdot T - 0.65}$	LFP/C	(STROE et al., 2014b)
$Q = a \cdot e^{b \cdot k} + c \cdot e^{d \cdot k}$	Todas	(MIAO et al., 2013)
$Q_j = a_1 \cdot e^{a_2 \cdot j} + a_3 \cdot e^{a_4 \cdot j}$	$LiMn_2O_4$	(MA et al., 2019)
$Q_{loss} = B \cdot e^{\left(\frac{-E_a}{RT}\right) \cdot (A_h)^z}$ $Ah = NcDoD$	LiNiCo, NCM, $LiFePO_4$, LFP:C	(BLOOM et al., 2001; GAILANI et al., 2020; WANG et al., 2011)
$C_{fadecyc(Q, OV, \Delta DOD)} = a_{cyc-NMC} \cdot \left(1.8 \cdot (OV - 3.667)^2 + \Delta DOD + 0.1862\right) \cdot Q^{0.5}$	Li(NiMnCo)O2	(BELTRAN; AYUSO; PÉREZ, 2020a)

$K = 2.623 \cdot e^{-0.331\Delta} + 2.231$ $\Delta = \left(\frac{M}{2\rho s F S_{neg}}\right) \cdot \left(Q^{(0)} - Q^{(N)}\right) \cdot e^{\left(\frac{E_a}{RT}\right)}$	NMC/LMO	(BELTRAN; AYUSO; PÉREZ, 2020b)
$\frac{dQ_{loss}}{dt} = \frac{k(T, SoC)}{1 + A \cdot (Q_{loss} + Q_0)}$	Todas	(GROLLEAU; DELAILLE; GUALOUS, 2013a)
$k(T, SoC) = e^{(a_{SoC} \cdot SoC + b_{soc})} \cdot e^{\left(-\frac{a_T \cdot SoC + b_T}{T}\right)}$	Todas	(GROLLEAU; DELAILLE; GUALOUS, 2013b)
$D = \left(A \cdot T^{\alpha} \cdot e^{\left(-\frac{B}{T}\right)}\right) \cdot \left(\left(c + \frac{D}{T}\right) \cdot C_{rate}\right) \cdot N_c^b$	Todas	(SAXENA et al., 2019)

A modelagem de degradação da bateria também fornece dados de entrada para a determinação do custo de cada ciclo realizado do sistema, que faz parte do processo de decisão do despacho estratégico

3 PREMISSAS

O SAE está instalado diretamente na linha de transmissão do SIN, e portando ele está diretamente relacionado com as estruturas e caracterizações do mercado livre de energia. Para o mercado de curto prazo, se tem uma contabilização financeira apurada entre o montante de energia contratado e o verificado no mercado livre de energia. Ou seja, a usina pode gerar uma quantidade de energia diferente da contratada e/ou o consumidor consumir uma eletricidade diferente da presente em seu contrato. Para contabilizar e liquidar as diferenças entre a energia contratada e a que é efetivamente gerada e consumida é usado o preço de liquidação de diferenças (PLD).

O PLD é o valor de energia utilizado para liquidar as diferenças entre a energia contratada, a gerada e a consumida, o PLD é a variável mais importante do mercado livre: ele influencia diretamente o preço de contratação de compra e venda de energia para médio e longo prazo, além de ser o preço base para curto prazo. Desde janeiro de 2021, o PLD foi calculado diariamente de forma horaria.

O avanço das fontes renováveis impõe a necessidade do PLD horário, pois as fontes dependem das condições climáticas para geração de energia, dificultando a previsibilidade de despacho de energia elétrica, portanto alterando a quantidade de energia disponível no sistema constantemente.

O PLD horário tende a apresentar um preço próximo do preço real de operação do sistema elétrica além de proporcionar uma distribuição justa dos custos. O valor do PLD vária com: A quantidade de energia armazenada nos reservatórios das hidroelétricas; Vazão das usinas hidroelétricas; Condições climáticas; Demanda; Preço dos combustíveis para usinas termoelétricas e custo de déficit (precificação para a falta de energia).

Portanto, aplicando o conceito do PLD horário para o SAE, pode-se despachar estrategicamente a energia armazenada nele para obter um lucro financeiro. Portanto, o sistema deve carregar quando o valor do PLD é mais barato e descarregar quando ele for mais caro.

A precificação diária do PLD é divulgada pela CEEE diariamente através de sua plataforma on-line estimando o valor horário para o próximo dia a **FIGURA 1** apresenta médio mensal dos valores do PLD nos meses em que o despacho estratégico estava sendo analisado, a **FIGURA 2** apresenta o preço médio diário para o mesmo período.

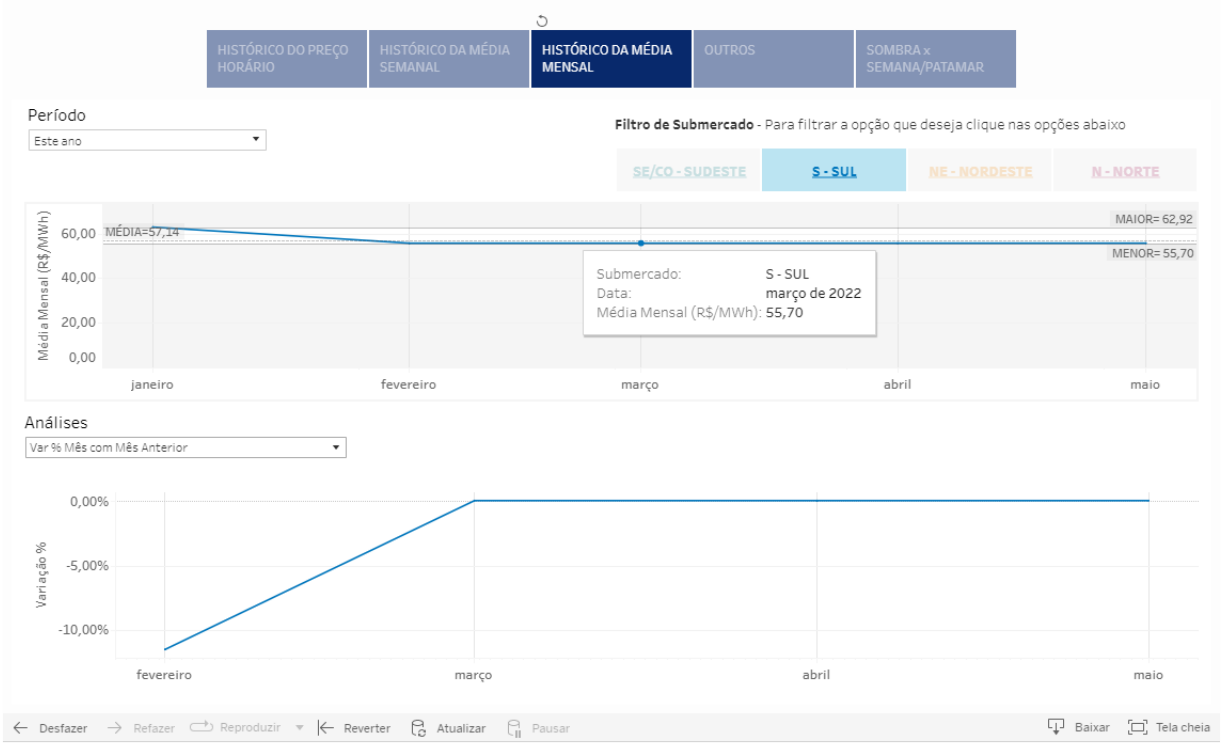


Figura 1 – media de preço mensal do PDL



Figura 2 - media de preço diário do PDL

Não houve variação horaria de preço para o PLD no período disponível para a realização dos testes de despacho estratégico. Nessa situação, o SAE não operaria dentro do despacho otimizado desenvolvido, pois não há variação de preço ao longo do dia. Para fins de validação dos resultados, foi implementada uma curva sintética de PLD, a qual possui 3 patamares de preço. Essa precificação foi adicionada ao *software* de despacho (ERRO! FONTE DE REFERÊNCIA NÃO ENCONTRADA.) que retornou o despacho ótimo do SAE n o período.

4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

A TABELA 2 apresenta os valores a variação sintética dos preços ao longo do dia e o valor agendado para o despacho do SAE.

Conforme observado, o software determina injeção de energia para a rede em todos os momentos de PLD alto e quando há um preço baixo o SAE se carrega. Conforme observado a potência de despacho é diretamente relacionada ao tempo ao qual o patamar de preço do PLD. No período compreendido das 19:00 às 8:00 não há variação de PLD sintético, essa limitação é decorrente das normas de operação durante o período dos testes pois o sistema sempre operava com supervisão local.

A FIGURA 3, FIGURA 4, FIGURA 5, FIGURA 6 e FIGURA 7 apresentam os despachos realizados no período analisado.

Tabela 2 – Resultado do algorítimo de despacho

Hora	Patamar de PLD	Potência despachada
1	Médio	0
2	Médio	0
3	Médio	0
4	Médio	0
5	Médio	0
6	Médio	0
7	Médio	0
8	Médio	0
9	Alto	487
10	Alto	497
11	Baixo	-488
12	Baixo	-491
13	Alto	486
14	Alto	499
15	Baixo	-496
16	Baixo	-495
17	Alto	493
18	Alto	492
19	Médio	0
20	Médio	0
21	Médio	0
22	Médio	0
23	Médio	0
24	Médio	0

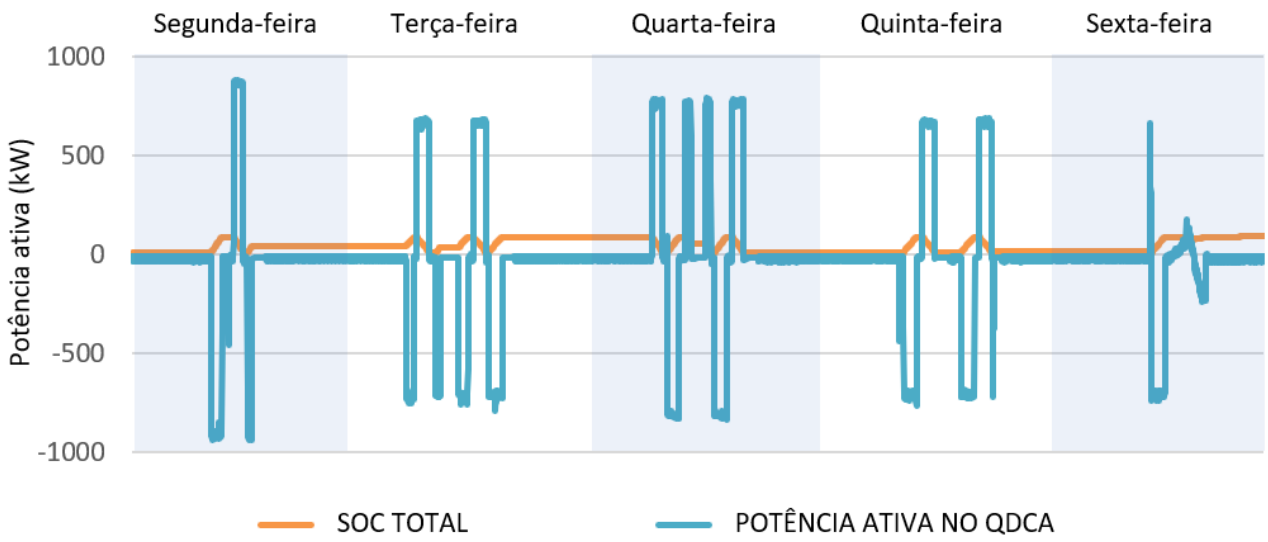


Figura 3 - Medições de SOC e potência ativa durante a primeira semana dos testes do despacho estratégico do sistema de armazenamento de energia centralizado de grande porte do Foco I do projeto.

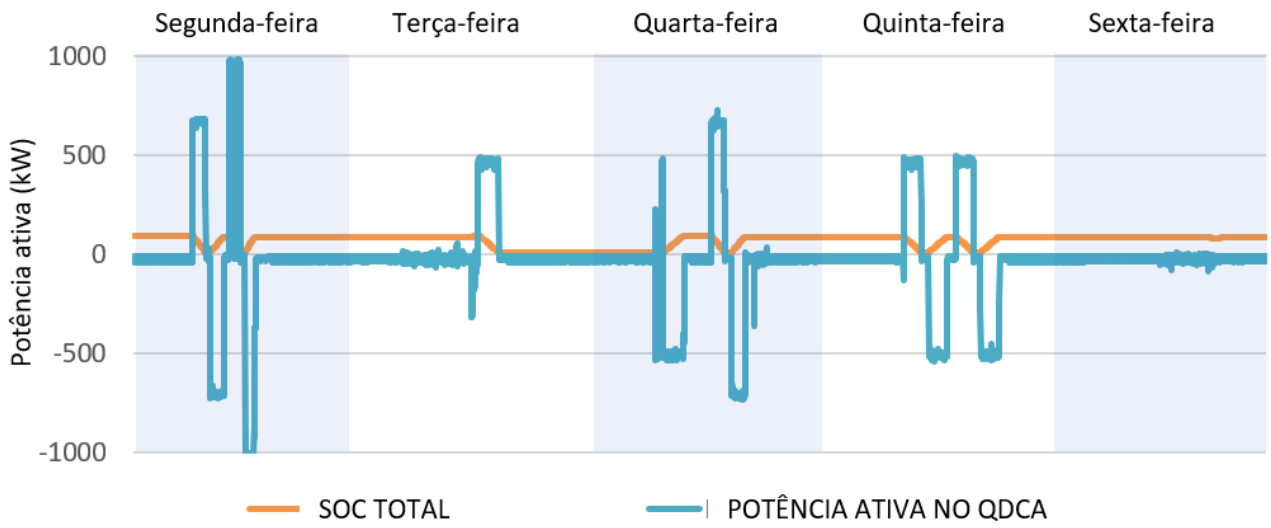


Figura 4 - Medições de SOC e potência ativa durante a segunda semana dos testes do despacho estratégico do sistema de armazenamento de energia centralizado de grande porte do Foco I do projeto.

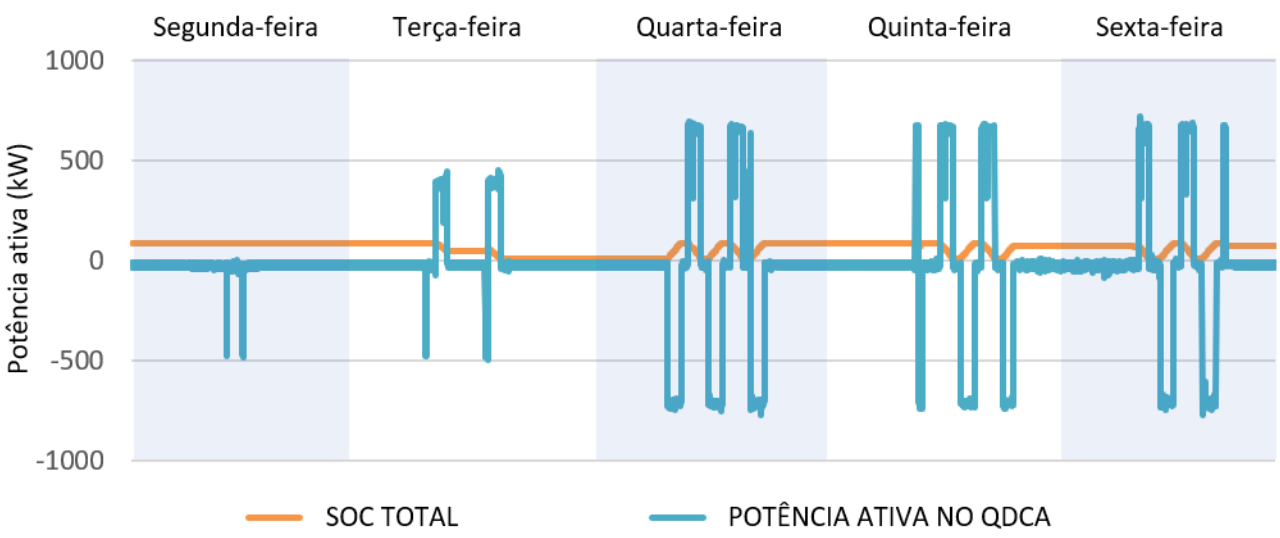


Figura 5 - Medições de SOC e potência ativa durante a terceira semanda dos testes do despacho estratégico do sistema de armazenamento de energia centralizado de grande porte do Foco I do projeto.

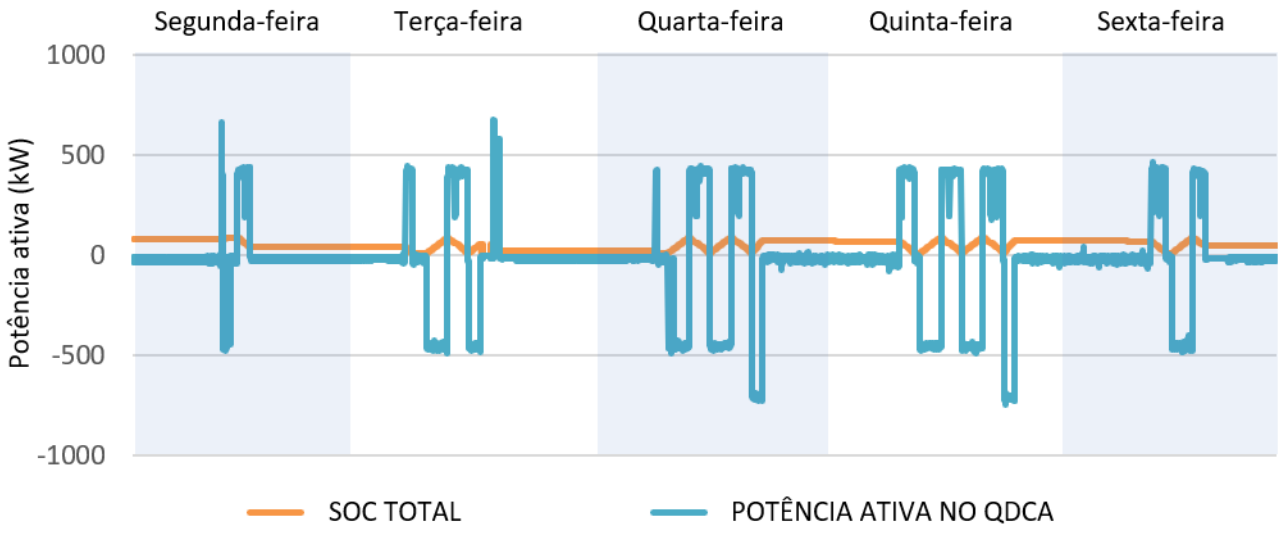


Figura 6 - Medições de SOC e potência ativa durante a quarta semana dos testes do despacho estratégico do sistema de armazenamento de energia centralizado de grande porte do Foco I do projeto.

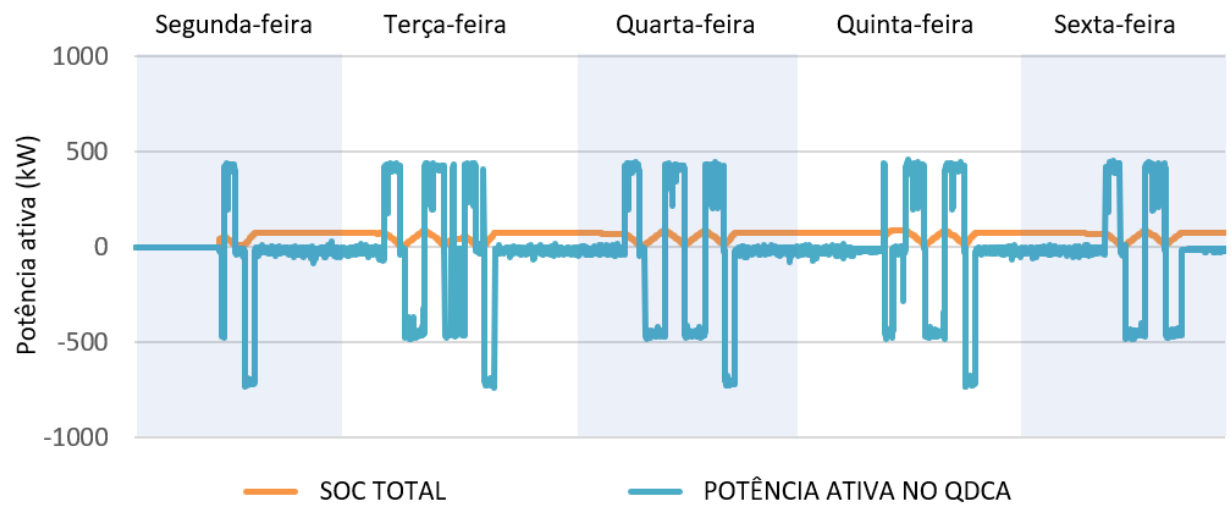


Figura 7 - Medições de SOC e potência ativa durante a quinta semana dos testes do despacho estratégico do sistema de armazenamento de energia centralizado de grande porte do Foco I do projeto.

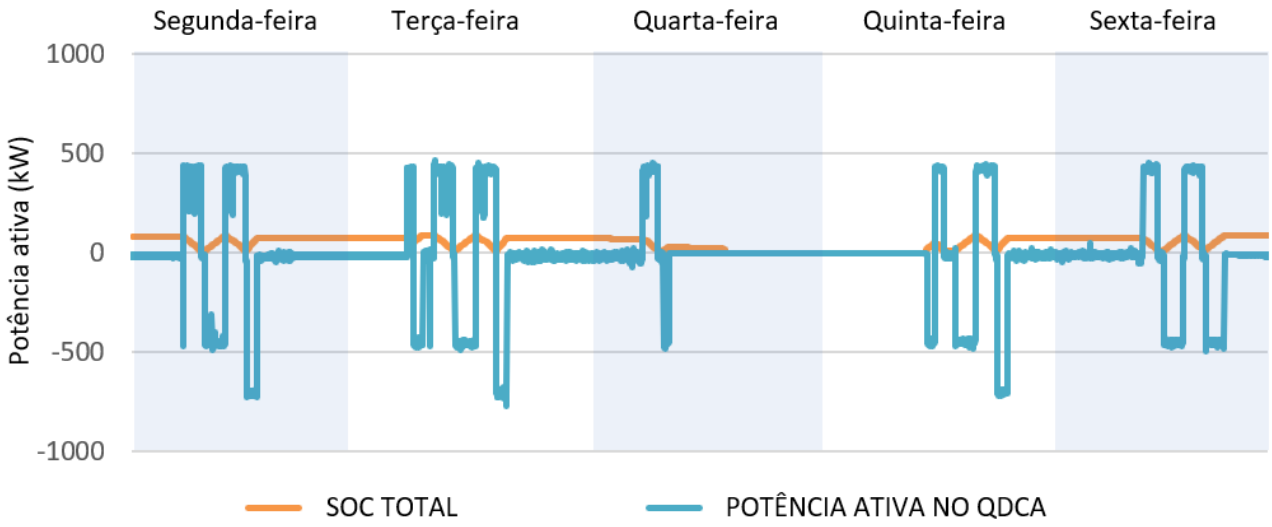


Figura 8 - Medições de SOC e potência ativa durante a sexta semana dos testes do despacho estratégico do sistema de armazenamento de energia centralizado de grande porte do Foco I do projeto.

Observa-se uma variabilidade no sistema, pois era esperado que todas as semanas de testes fossem idênticas, já que o agendamento realizado foi o mesmo. A **FIGURA 9** apresenta um dia de despacho estratégico, analisando os períodos dos patamares de PLD.

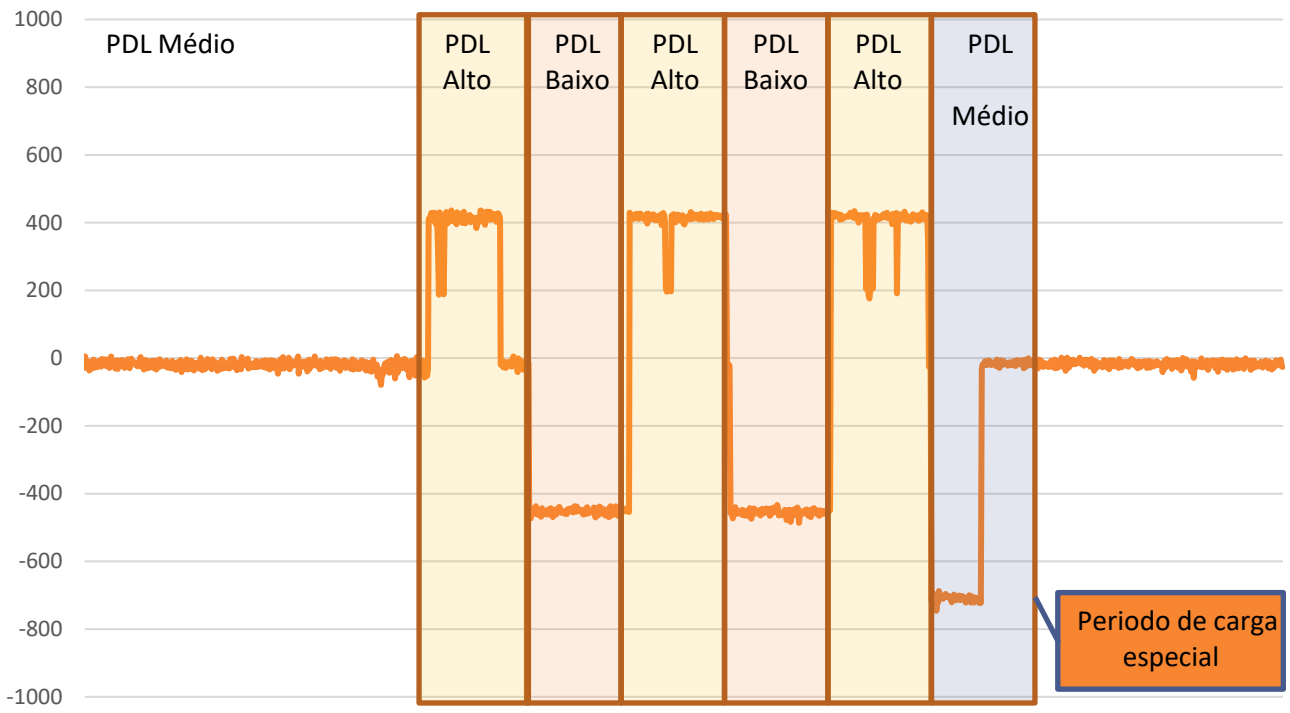


Figura 9 – Análise diária sintética do PLD

Como observado, há três períodos de PLD Alto, portanto nesses momentos o SAE injeta energia na rede. Essa injeção é de aproximadamente 2120 kWh. Nos momentos de PLD baixo o sistema carrega o SAE com aproximadamente 1900 kWh. No período denominado carga especial é um período de carga mesmo com o patamar do PLD em médio, pois as configurações utilizadas nesse teste sintético forçavam o sistema a estar com carga na bateria no final do dia. Nos períodos em que o SAE não é despachado se observou um consumo de aproximadamente 235kWh proveniente dos sistemas auxiliares.

O retorno financeiro proveniente desse sistema é dado principalmente pela variação de preço entre o valor do PLD baixo e do PLD alto a **FIGURA 10** apresenta o impacto das variações de PLD no sistema sintético.

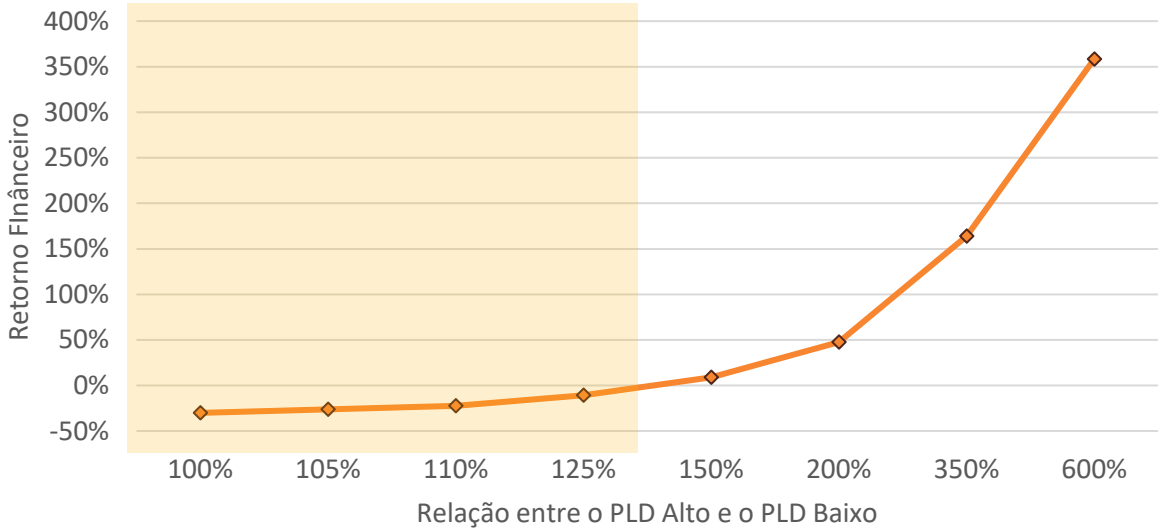


Figura 10 - Expectativa de retorno financeiro

Nessa análise, o retorno financeiro direto SAE é obtido a parte de um sistema com uma relação entre o PLD Alto e o PLD Baixo de aproximadamente 135%, essa analise não analisa os custos iniciais de

implantação do SAE. Para uma situação em que o PLD Alto é o dobro do PLD Baixo temos um retorno financeiro de 50% em relação ao cenário base.

5 CONCLUSÕES

A utilização do SAE para arbitragem tarifária utilizando sua capacidade de armazenamento de energia para obter ganhos financeiros observando a variabilidade do PLD é uma das principais funções adotada pelo SAE conectado em alta tensão.

Apesar do cenário atual de preços não viabilizarem projetos para esses fins, quais quer variações futuras do PLD horário, onde a diferença de valor entre o preço for maior que 135% já garante um retorno financeiro para o SAE. Não foram avaliados os custos de compra e implantação do SAE nessa análise.

Diante disso no Brasil, respeitando a viabilidade financeira, a utilização do SAE para arbitragem tarifária já é algo possível e a variação horaria de PLD garante o ganho financeiro.

REFERÊNCIAS

ANEEL. REN 109/2004. **Flora**, p. 1–4, 2004.

ANEEL. **Resolução Normativa N 666/2015**. [s.l: s.n.].

ANEEL. Estabelecimento das tarifas de uso do sistema de transmissão - TUST para o ciclo 2018-2019. 2018.

ANEEL. Contrato De Comercialização De Energia No Ambiente Regulado-Ccear Por Quantidade Produto 2025 / 2044 (Solar Fotovoltaica) - Anexo Ii Ao Edital De Leilão Nº 04/2019. **Agência Nacional de Energia Elétrica**, v. 2044, 2019.

ANTUNES CAMPOS, R.; RAFAEL DO NASCIMENTO, L.; RÜTHER, R. The complementary nature between wind and photovoltaic generation in Brazil and the role of energy storage in utility-scale hybrid power plants. **Energy Conversion and Management**, v. 221, n. June, p. 113160, 2020.

BELTRAN, H.; AYUSO, P.; PÉREZ, E. Lifetime Expectancy of Li-Ion Batteries used for Residential Solar Storage. **Energies**, v. 13, n. 3, 2020a.

BELTRAN, H.; AYUSO, P.; PÉREZ, E. Lifetime Expectancy of Li-Ion Batteries used for Residential Solar Storage. **Energies**, v. 13, n. 3, p. 568, 24 jan. 2020b.

BLOOM, I. et al. An accelerated calendar and cycle life study of Li-ion cells. **Journal of Power Sources**, v. 101, n. 2, p. 238–247, 2001.

GAILANI, A. et al. Degradation cost analysis of Li-Ion batteries in the capacity market with different degradation models. **Electronics (Switzerland)**, v. 9, n. 1, 2020.

GROLLEAU, S.; DELAILLE, A.; GUALOUS, H. Predicting lithium-ion battery degradation for efficient design and management. **World Electric Vehicle Journal**, v. 6, n. 3, p. 549–554, 2013a.

GROLLEAU, S.; DELAILLE, A.; GUALOUS, H. Predicting lithium-ion battery degradation for efficient design and management. **World Electric Vehicle Journal**, v. 6, n. 3, p. 549–554, 2013b.

MA, Y. et al. Remaining Useful Life Prediction of Power Battery Based on Extend H∞ Particle Filter Algorithm. **Jixie Gongcheng Xuebao/Journal of Mechanical Engineering**, v. 55, n. 20, p. 36–43, 2019.

METZ, D.; SARAIVA, J. T. Use of battery storage systems for price arbitrage operations in the 15- and 60-min German intraday markets. **Electric Power Systems Research**, v. 160, p. 27–36, 2018.

MIAO, Q. et al. Remaining useful life prediction of lithium-ion battery with unscented particle filter technique. **Microelectronics Reliability**, v. 53, n. 6, p. 805–810, 2013.

SAXENA, S. et al. Accelerated degradation model for C-rate loading of lithium-ion batteries. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 107, n. December 2018, p. 438–445, 2019.

STROE, D. I. et al. Accelerated lifetime testing methodology for lifetime estimation of lithium-ion batteries used in augmented wind power plants. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 50, n. 6, p. 4006–4017, 2014a.

STROE, D. I. et al. Accelerated lifetime testing methodology for lifetime estimation of lithium-ion batteries used in augmented wind power plants. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 50, n. 6, p. 4006–4017, 2014b.

WANG, J. et al. Cycle-life model for graphite-LiFePO4 cells. **Journal of Power Sources**, v. 196, n. 8, p. 3942–3948, 2011.