

Desenvolvimento e Implementação de um Sistema de Armazenamento de Energia de 1 MW Utilizando Baterias de Íons de Lítio em uma Usina fotovoltaica

André Fernando Schiochet *. Eduardo de Castro Vieira *. Fábio Pereira Costa Brilhante *.
Luiz Fernando Almeida Fontenele *. Paulo Fernando Santos Dias de Carvalho *.
Rodrigo Guido Araújo *. Danilo de Barros Herrera **.

* Petrobras, Petróleo Brasileiro – RJ, Brasil (e-mail: andrefernando@petrobras.com.br; fabio.brilhante@petrobras.com.br; luizfontenele@petrobras.com.br; paulo.carvalho@petrobras.com.br; r.guido@petrobras.com.br).

**Escola Técnica Superior de Engenharia - ETSI, Universidade de Sevilha, Espanha (e-mail: daniloherrera@us.es)

Resumo: A geração fotovoltaica apresenta a característica de ser intermitente e não-despachável, de forma que não apresenta uma estabilidade de geração. Os sistemas de armazenamento de energia fornecem a capacidade de gerenciamento da energia, através da prestação de serviços energéticos e de serviços ancilares. Com o intuito de melhorar o fluxo potência, estabilidade e características de qualidade de rede, se propõe a combinação de um sistema fotovoltaico com um sistema de armazenamento de energia. Este artigo apresenta o desenvolvimento e implantação de um sistema de armazenamento de energia com baterias (SAEB) de Íons de Lítio, com potência de 1 MW e capacidade de 0,43 MWh, associado à Usina Fotovoltaica Alto do Rodrigues (UFV-AR). A UFV-AR tem uma potência instalada de 1,1 MW e o objetivo do SAEB é: realizar o controle de rampas de geração para atenuar a intermitência da usina fotovoltaica, possibilitar os serviços de deslocamento de energia e realizar o controle da potência injetada no sistema (estratégia chamada de *shaping*). Este projeto foi desenvolvido no âmbito da chamada de projetos de P&D (Pesquisa e Desenvolvimento) nº 021/2016 da ANEEL: Projeto Estratégico: “Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro, cadastrado na agência sob o código PD-00553-0046/2016.

Palavras-chaves: fotovoltaicas; armazenamento de energia; baterias de íons de lítio; controle de rampa; deslocamento de energia; recursos energéticos distribuídos; geração distribuída.

1. INTRODUÇÃO

O Brasil apresenta um grande potencial energético, com destaque para as fontes renováveis de energia (hidráulica, eólica, biomassa e solar). A fonte eólica e solar têm se mostrado economicamente competitivas em relação às demais tecnologias candidatas à expansão.

Por outro lado, ampliar maciçamente a participação de fontes eólica e solar na oferta de energia, cuja geração é intermitente e não-despachável, traz desafios, mesmo considerando o efeito portfólio¹ entre os parques (Brasil, 2021). A expansão da matriz com energias renováveis impõe desafios relacionados ao controle de estabilidade da frequência e dos transientes de tensão, que afetam diretamente a qualidade da energia fornecida e sua confiabilidade, além de tornar o planejamento do despacho um problema mais complexo.

Ilustrando o tamanho do desafio decorrente do aumento da participação das fontes intermitentes com valores da geração de energia solar, o Brasil teve em potência instalada de geração fotovoltaica no ano de 2022 aproximadamente 10 GW, o que representa 71 % da potência instalada da Usina Hidrelétrica de

Itaipu. Note que esta é a maior hidrelétrica do Brasil e está entre as 3 maiores do mundo, com capacidade instalada de 14 GW e teve um tempo em torno de 32 anos até atingir a capacidade plena (IPEA, 2010).

Esse cenário faz aumentar a relevância de estudar as tecnologias de armazenamento de energia, as quais podem mitigar os efeitos negativos da maior inserção de fontes intermitentes.

Devido à tendência de expansão da participação de energias renováveis na matriz energética brasileira, em julho de 2016 a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a chamada de projetos de P&D (Pesquisa e Desenvolvimento) nº 021/2016: Projeto Estratégico: "Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro", a qual buscou criar condições para o desenvolvimento de base tecnológica e infraestrutura de produção nacional. Cerca de 15 MWh em 23 projetos foram aprovados.

Esta iniciativa da ANEEL, de incentivar projetos de P&D em sistemas de armazenamento de energia, segue a mesma diretriz do que já está acontecendo em várias regiões, notadamente

¹ Mais informações sobre o efeito portfólio dessas fontes em bit.ly/FactSheetEOL e bit.ly/FactSheetFV

América do Norte, Europa e Ásia. Vale destacar que na grande maioria dos projetos de armazenamento de energia estabelecidos pelo mundo junto às Concessionárias de Energia, a tecnologia utilizada é o armazenamento de energia com baterias de íons de lítio, expressa na forma de alguma de suas famílias. Isto é bem ilustrado com os dados anuais do mercado norte americano (Linga, 2019), conforme pode ser observado na Fig. 1.

Há uma tendência de que sistemas de armazenamento sejam cada vez mais associados aos sistemas de geração eólica e solar. Isto é evidenciado em EIA (2021) e apresentado na Fig. 2, onde mostra que a maioria dos projetos planejados nos Estados Unidos entre os anos de 2021 e 2023 serão de sistemas de armazenamento associados com a geração, em particular com usinas fotovoltaicas. Caso estes projetos se tornem operacionais, a parcela dos projetos de armazenamento de bateria dos EUA associada com a geração aumentará de 30% para 60%.

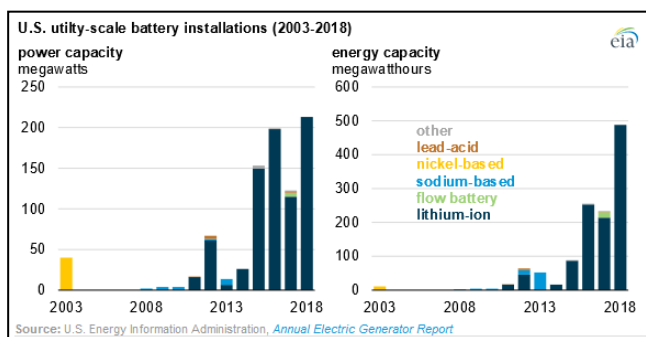


Fig. 1. Armazenamento de energia instalada em grande escala nos EUA por tecnologia de bateria empregada. (Linga, 2019).

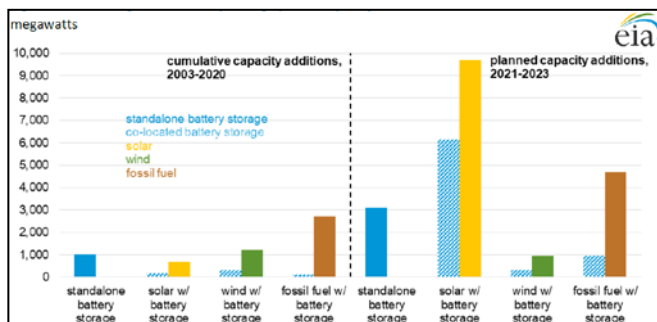


Fig. 2. Adições de capacidade de armazenamento de bateria nos EUA, autônoma e associada com geração. (EIA, 2021).

O armazenamento de energia se enquadra no contexto de Recursos Energéticos Distribuídos (RED). REDs são definidos como tecnologias de geração, armazenamento de energia elétrica e redução do consumo localizado dentro dos limites da área de uma determinada concessionária de distribuição, normalmente junto a unidades consumidoras, atrás do medidor (“behind-the-meter”) (PDE 2030, 2021).

Diversos artigos têm apresentado análises técnicas e econômicas sobre a associação de UFV com SAEB. Em Bayod-Rújula et al. (2022) é avaliada a relação mais adequada entre a capacidade do SAEB e a potência de pico da UFV que permita a entrega de energia constante ao longo do ano. Xu et al. (2022) utiliza uma estratégia de controle adaptativo de taxa

de rampa através de supercapacitores, buscando reduzir os ciclos da bateria. Pourmousavi et al. (2018) apresenta um estudo de caso de uma usina fotovoltaica de 3,275 MWp com um sistema de bateria Li-Polymer de 600 kW/760 kWh, onde foi utilizado o modo de controle de rampa e avaliadas diferentes variáveis do SAEB (energia da bateria, potência, taxa de mudança de potência (RoCoP) e estado de carga (SOC – State of Charge)). Alguns artigos como Alvaro et al. (2019) e Tahir et al. (2022) apresentam o dimensionamento ótimo do banco de baterias para operar em modos de controle de rampas de forma a atender critérios adotados pelas distribuidoras de países como EUA, Austrália e Europa.

2. PROJETO DE P&D NA UFV-AR

A Usina Fotovoltaica Alto do Rodrigues (UFV-AR) é localizada em Alto do Rodrigues, Rio Grande do Norte, Brasil e tem potência instalada de 1,1 MWp, conforme pode ser observado na Fig. 3. A conexão com a concessionária de distribuição local é realizada através de um alimentador de distribuição na tensão de 13,8 kV.



Fig. 3. Usina Fotovoltaica Alto do Rodrigues (UFV-AR).

Embora a geração fotovoltaica seja bastante previsível nos seus valores médios (anual, mensal e diário), é, ao contrário, muito variável em potência instantânea. As variações ao longo do dia são determinadas principalmente pelas passagens de nuvens obstruindo os raios solares. A variação na potência gerada pode provocar oscilações indesejáveis de potência e tensão no ponto de conexão da usina à rede elétrica.

2.1. Sistema de Armazenamento de Energia

O projeto do sistema de armazenamento é composto por dois novos eletrocentros, onde o eletrocentro 3 representa o sistema de conversão de potência, com um painel de média tensão de 13,8 kV, transformador de força 13,8-0,43 kV, conversor de potência CC/CA, painel de auxiliares, UPS e controladores da planta APCS (Advanced Power Control System) e PPC (Power Plant Controller). O eletrocentro 4 é composto pelo sistema de corrente contínua (CC) representado pelo banco de baterias, fusíveis, controlador BMS (Battery Management System) e sistema de HVAC (principal e reserva).

A interligação do Eletrocentro 3 ao sistema existente (Subestação 1) foi realizado na conexão de 13,8 kV. Os eletrocentros 3 e 4 foram interligados através de um barramento CC. A Fig. 4 apresenta uma visão geral do sistema de armazenamento.

Para o funcionamento adequado dos modos de controle do sistema de armazenamento e equacionamento do balanço de potência, se faz necessário conhecer: (i) a potência instantânea da geração do subsistema 1 ($P_{g1} > 0$); (ii) a potência instantânea da geração do subsistema 2, 3 e 4 ($P_{g2} > 0$) e; (iii) a potência injetada ou absorvida pelo sistema de armazenamento (P_{bat}). A Fig. 5 apresenta um diagrama com o balanço de potência simplificado, sem considerar os sistemas auxiliares, onde P_{med} representa o ponto de medição de faturamento, o qual também é conhecido em inglês POI (*Point of Interconnection*). A equação 1 apresenta o balanço de potência ativa do sistema elétrico da UFV associado com o SAEB.

$$P_{med} = P_{g1} + P_{g2} + P_{bat} \quad (1)$$

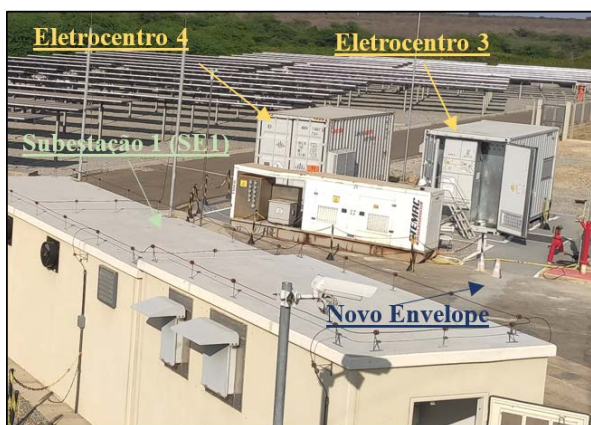


Fig. 4. Instalação do sistema de armazenamento na UFV-AR.

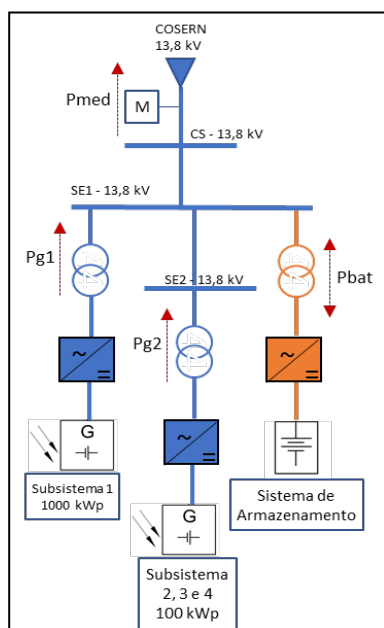


Fig. 5. Representação do balanço de potência com os sistemas fotovoltaicos e o sistema de armazenamento.

Para as medições do sistema foram adicionados sensores de corrente (TC – transformador de corrente) em cada barramento para obter as medições com velocidade e exatidão necessárias para a evolução do controle. As estimativas e cálculos não superam dois ciclos de rede, dessa forma o resultado do controle obtido é de extrema exatidão.

2.2. Baterias

As baterias do sistema de armazenamento são de íons de lítio, do tipo de fosfato de Lítio Ferro, de grande aplicação neste tipo de projetos de um ciclo de carga e descarga por dia. A Tab. 1 apresenta as características das baterias. Para que o projeto tenha uma larga vida, se buscou dimensionar as baterias para que considerando o desgaste tivesse uma energia mínima ao final de 10 anos. Em conjunto com os fornecedores do sistema de baterias foi solicitado um requisito de injeção de potência e armazenamento de energia mínimas, bem como um valor de armazenamento energia mínima após 10 anos de vida considerando um determinado índice de perda de capacidade anual (*derating* de 3% / ano). O valor fornecido de potência e energia atenderam aos critérios e foram superiores ao requerido, mesmo apresentando um *derating* de 4,41% / ano.

Tab. 1. Características básicas solicitadas no projeto e fornecidas pela Contratada.

	Projeto	Fornecido
Potência Instantânea	700 kW	1000 kW
Energia fornecida nova	260 kWh	490 kWh
Energia fornecida 10 anos	200 kWh	340 kWh
Taxa C Carga e Descarga		1C
Tensão Nominal		768 Vcc

O Banco de baterias é composto por quatro racks em paralelo, onde cada rack tem quinze módulos em série e cada módulo 16 células. A Fig. 6 apresenta os componentes que fazem parte do banco de baterias e a Tab. 2 apresenta as características da célula, módulo e rack.

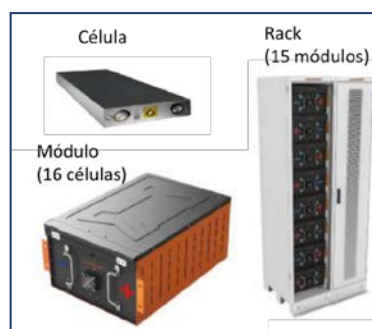


Fig. 6. Composição do Banco de Baterias.

Tab. 2. Características técnicas de capacidade das células, módulos e racks.

Item	Célula	Módulo (16 células)	Rack (15 Módulos)
Tipo N°	FE80B	51.2NESP160	5128013
Capacidade Célula (Ah)	86	160	160
Energia (kWh)	0,275	8,2	123
Tensão Nominal (V)	3,2	51,2	768
Tensão Mínima (V)	2,5	44,8	672
Tensão Máxima (V)	3,8	57,6	864

2.3. Conversor bidirecional de Potência

O conversor bidirecional de potência transforma a corrente contínua em corrente alternada e vice-versa, realizando o controle de injeção ou absorção de potência do sistema de armazenamento durante o carregamento e descarregamento do banco de baterias.

O conversor do sistema de armazenamento é do tipo fonte de corrente e as características são apresentadas na Tab. 3.

Tab. 3. Características técnicas do conversor bidirecional.

Características Técnicas	
Entrada CC	
Range de tensão	608 ~ 825 Vcc
Tensão máx. de entrada	1000 Vcc
Corrente máx. de entrada	1900 A
Saída CA	
Tensão nominal trifásica	3 x 430 Vca
Range de tensão	370 ~ 462 Vca
Frequência nominal	60 Hz
Range de frequência	47 ~ 63 Hz
Inversor tipo	fonte de corrente
Potência 50°C e FP 0,9	950 kW
Corrente máx. de saída	1550 A
Range de fator de potência	0,9 indutivo a 0,9 capacitivo
Eficiência	
Eficiência Europa, η_e	98,45%
Consumo interno <i>standby</i>	≤ 200 W
Consumo em operação	≤ 3 kW
Interface	
Protocolo de comunicação	MODBUS TCP
Normas	
Normas	IEC 60147
	IEC 62116
	IEC 62109-1
	IEC 62109-2
Distorções harmônicas	IEEE-519

2.4. Controladores

Para compor o controle do sistema existem três controladores em níveis distintos:

- PPC, controlador centralizado da planta fotovoltaica e sistema de armazenamento, com controle da energia enviado a rede local;
- APCS, controlador do sistema de armazenamento eletrocentro 3 e;
- BMS, controlador do sistema de baterias, eletrocentro 4.

Todos os sistemas estão integrados ao SCADA, sistema de supervisão e controle (SSC) da UFV-AR.

O objetivo principal da instalação do sistema de armazenamento é fazer o controle da potência injetada pela UFV-AR na rede da concessionária local através de diferentes modos de controle disponíveis no sistema de armazenamento.

O sistema de controle do sistema de armazenamento é composto por um controlador master PPC & APCS, onde o

PPC tem controle ativo sobre o banco de baterias e controle ativo de potência e o APCS por sua vez comanda os elementos internos do Eletrocentro 3, como inversor de potência, proteções, e elementos auxiliares: ventilação, painel de média tensão, UPS e alimentação geral do sistema de armazenamento.

O controlador PPC é responsável pela lógica de operação do sistema de armazenamento, realizando os controles, aquisição dos sinais dos sistemas relacionados bem como a interface com o SSC. A interface com o SSC foi realizada através de uma interligação em anel por fibra óptica – MODBUS TCP.

Os modos de controle disponíveis no PPC são:

- Controle de Potência Ativa Gerada;
- Controle da Taxa de Rampa obtida na saída da planta, com variação de 1% a 15%/min;
- Controle de deslocamento de geração, podendo selecionar os horários de armazenamento e horários de utilização da energia;
- Ajuste do formato da curva de potência diária da usina de forma pré-definida;
- Ajuste do estado inicial de carga do banco de baterias;
- Ajuste do SoC (*State of Charge*), no início do dia entre 50% e 100%;
- Ajuste do DoD (*Depth of Discharge*), entre 10% e 80%.

2.5.1. Controle de Suavização e Rampas de Geração

Este é o principal modo de controle do sistema de armazenamento, baseando-se no controle da suavização de rampas de geração, como apresentado na Fig. 7, a qual apresenta uma comparação entre dados medidos da potência de saída da UFV-AR sem sistema de armazenamento e com sistema de armazenamento considerando uma taxa de rampa de 1%/minuto. Nesta figura também é apresentado o SOC desta medição. Este modo permite filtrar as flutuações de potência na saída da usina de forma a adequar a potência de saída com os requisitos dos principais códigos de rede internacionais. Alguns códigos de rede internacionais colocam como requisito para conexão na rede elétrica que a rampa de variação de potência (*rampa rate*) no ponto de conexão não seja maior que 10%/min (Alvaro et al., 2019).

Avaliando de forma estatística as medições de potência no ponto de conexão da UFV-AR, foi possível observar que 70% das rampas apresentam uma taxa de variação de potência de até 10%/min. Os outros 30% de rampas são mais acentuadas, principalmente com concentração de rampas com taxa de variação acima de 20%/min. A Fig. 8 apresenta um histograma das rampas com as respectivas frequências acumuladas.

Por ser um projeto de P&D, foram consideradas limitações mais restritivas de rampas. Para tanto, o sistema de controle permite ajustar o controle de rampas de potência na saída da UFV-AR entre 1%/min e 15%/min, podendo ser parametrizável pelo operador em tempo real, sem necessidade de reinicialização do sistema.

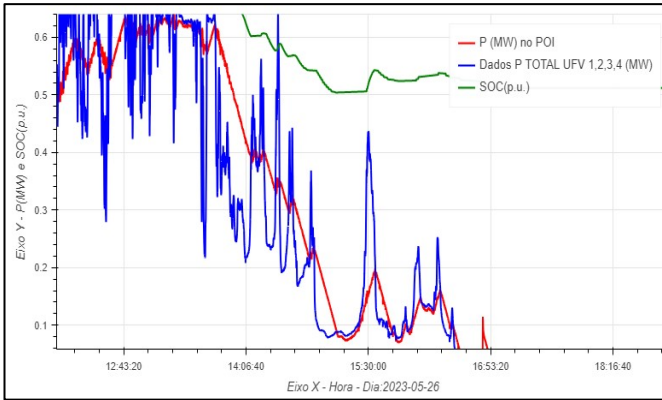


Fig. 7. Medição do Comportamento da potência de saída da UFV-AR e SOC considerando apenas UFV (linha azul) e com armazenamento considerando uma taxa de rampas de 1%/min (linha vermelha).

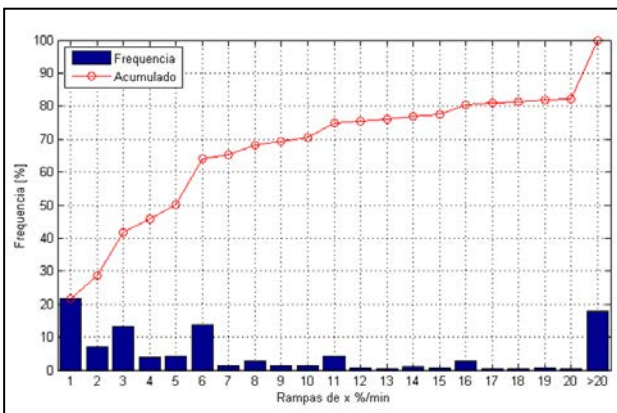


Fig. 8. Histograma das rampas da potência de saída da UFV-AR.

2.5.2. Controle de Deslocamento da Geração

O modo de controle de deslocamento da geração tem o objetivo de armazenar energia em horários de menores demandas e/ou menores custos de energia e fornecer energia em horários de maior demanda e/ou de custos com energia mais elevados. Quanto maior a diferença entre o preço da energia na ponta e fora da ponta, maior a rentabilidade desta estratégia de controle. A Fig. 9 apresenta este modo de controle.

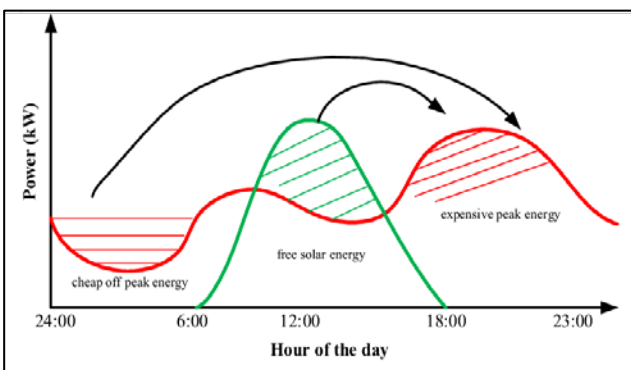


Fig. 9. Controle de deslocamento de geração. Fonte: Hassan et al. (2017).

2.5.3. Controle de Shaping

Este modo de controle permite o ajuste horário do formato da curva de potência diária da usina, variando de 1 hora até 30 dias de programação antecipada, podendo ser programado remotamente. Pode ser utilizado em conjunto com outros algoritmos de otimização e estratégias de controle.

3. TESTES DE ACEITAÇÃO DE FÁBRICA (TAF) E DE CAMPO (TAC)

Os testes de aceitação de fábrica dos Eletrocentros 3 e 4 e de seus respectivos equipamentos internos foram realizados no 1º semestre de 2021, na Espanha e na China, respectivamente. Desta forma não houve um teste integrado dos dois eletrocentros, o qual foi realizado durante o teste de aceitação de campo (TAC).

Durante os testes do eletrocentro 3 foram verificadas a completção eletromecânica e realizados os testes de isolamento e testes sob carga do inversor de potência, onde foram levantadas curvas de eficiência, consumo de auxiliares e análise da distorção harmônica.

O TAF do Eletrocentro 4 contemplou o banco de baterias, sistema de incêndio, sistema de controle (BMS) e o sistema de HVAC. O teste no banco de baterias foi por amostragem, sendo selecionado um dos racks para controle de carga e descarga com potência constante e corrente constante (Figs. 10 e 11). Devido à limitação de potência do equipamento do laboratório, foram testados 13 módulos em série ao invés dos 15 módulos que cada rack é composto.

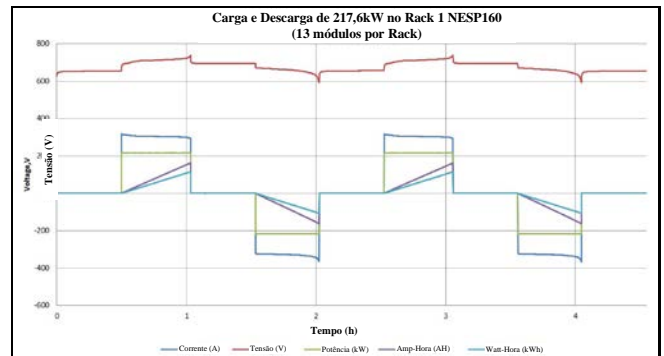


Fig. 10. TAF no rack de baterias – 2 ciclos de carga e descarga com potência constante.

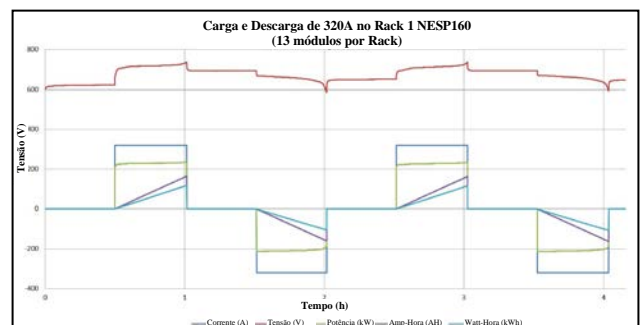


Fig. 11. TAF no rack de baterias – 2 ciclos de carga e descarga com corrente constante.

4. CONCLUSÕES

A quantidade de aplicações de diferentes sistemas de armazenamento cresceu muito nos últimos anos, com a redução do custo e ganho de escala de aplicação e produção. As baterias de íons de lítio têm se destacado, apresentando uma grande faixa de aplicação, com potência variando de alguns quilowatts a dezenas de megawatts. Há uma tendência de projetos de sistemas de armazenamento sendo associados com fontes renováveis e características intermitentes, como a solar e eólica.

Este artigo teve como objetivo apresentar o projeto de P&D desenvolvido pela Petrobras na chamada ANEEL nº 021/2016, o qual representa o primeiro projeto desta natureza na Petrobras. Consistiu na instalação, operação e controle de um sistema de armazenamento de energia com baterias de íons de lítio associada à usina fotovoltaica UFV-AR. O projeto foi um dos primeiros a exigir altos níveis de controle e exatidão para sistemas de armazenamento no Brasil, e foi um grande avanço para o uso de fontes mistas para melhorar a estabilidade do sistema e conexão.

O projeto de P&D teve a participação de diversas áreas da Petrobras, como o Centro de Pesquisas da Petrobras (Cenpes), a área de Projetos de Engenharia (ERGE) e a área de Gás e Energia. Já no âmbito externo, teve parcerias com o instituto LACTEC e com as universidades UFRJ e UFMG.

Os resultados obtidos no projeto têm potencial que extrapola os segmentos de atuação da Petrobras. A abrangência dos sistemas de armazenamento conectados à rede vai desde sistemas muito pequenos conectados à rede de distribuição até grandes sistemas com geração centralizada. Este projeto possibilitou a aplicação de controle de rampas de potência e deslocamento de geração, a avaliação da degradação das baterias e estudo de viabilidade, estudo do impacto da inserção em larga escala da tecnologia e identificação de lacunas e/ou barreiras legais e regulatórios.

A utilização de SAEBs em unidades de geração intermitente pode apresentar várias utilidades como deslocamento da geração para horários de preço de energia mais atrativos, diminuição do montante de uso da rede contratado, o atendimento de cargas oscilantes no caso de unidades consumidoras autoprodutoras, diminuição da intermitência da potência injetada pela usina, entre outras aplicações.

Atualmente o sistema de armazenamento está sendo utilizado para aplicação de modelos dinâmicos no programa Anatem do Cepel, representando os controles citados neste artigo. Os trabalhos futuros utilizarão estes modelos para otimização de dimensionamento de SAEBs de mesma natureza, para otimização considerando a previsão de geração de energia solar (*forecast*) e avaliação em conjunto com sistemas industriais para utilização em escalas maiores.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] ABSOLAR (2023). “Energia Solar Fotovoltaica no Brasil – Infográfico ABSOLAR”. Associação Brasileira de Energia

Solar Fotovoltaica. [Citado em 05/05/2023]. <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. [Online].

[2] Alvaro, D.O., Arranz, R., & Aguado, J.A. (2019). Sizing and operation of hybrid energy storage systems to perform ramp-rate control in PV power plants. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*.

[3] Bayod-Rújula, Á.A., & Tejero-Gómez, J.A. (2022). Analysis of the Hybridization of PV Plants with a BESS for Annual Constant Power Operation. *Energies*.

[4] EIA (2021). “Battery storage in the United States: an update on market trends”. EIA - U.S. Energy Information Administration. [Citado em 05/05/2023]. [Online].

[5] GREENER. Estudo Estratégico – Mercado de Armazenamento – Aplicações, Tecnologias e Análises Financeiras. 2021. [Citado em 19/10/2021]. <https://www.greener.com.br/produto/estudo-estrategico-do-mercado-de-armazenamento-de-energia-no-brasil-2021/>. [Online].

[6] Hassan, A.S., Cipcigan, L.M., & Jenkins, N. (2017). Optimal battery storage operation for PV systems with tariff incentives. *Applied Energy*, 203, 422-441.

[7] IPEA (2010). “História - Usina Hidrelétrica de Itaipu”. IPEA – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. [Citado em 05/05/2023]. http://desafios.ipea.gov.br/index.php?option=com_content&view=article&id=2328:catid=28&Itemid=. [Online].

[8] Linga, V. (2019). “Most utility-scale batteries in the United States are made of lithium-ion”. EIA - U.S. Energy Information Administration. [Online].

[9] PDE 2030 (2021). Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. Ministério de Minas e Energia – MME, Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Brasília, DF, Brasil.

[10] Pourmousavi, S.A., & Saha, T.K. (2018). Evaluation of the battery operation in ramp-rate control mode within a PV plant: A case study. *Solar Energy*, 166, 242-254.

[11] Tahir, H., Park, D., Park, S., & Kim, R. (2022). Optimal ESS size calculation for ramp rate control of grid-connected microgrid based on the selection of accurate representative days. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*.

[12] Wu, X., Tang, Z., & Kerekes, T. (2022). Adaptive Ramp-Rate Control of Hybrid Energy Storage System for PV Application. 2022 IEEE 13th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), 1-5.