

ASSOCIAÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA, GERAÇÃO HIDROELÉTRICA E ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NA UHE ITUMBIARA - PROJETO SINERGIA HIDROSSOLAR

Marco Galdino (Cepel) - marcoag@cepel.br

Jose Geraldo de Melo Furtado (CEPEL) - jgfurtado@gmail.com

Jacinto Maia Pimentel (FURNAS) - jmpimentel79@gmail.com

Claudio Güttler (FURNAS) - guttler@furnas.com.br

Resumo:

Este trabalho apresenta as principais características do sistema a ser implantado no âmbito do Projeto Sinergia Hidrossolar, que contempla a associação de sistemas fotovoltaicos 1 MWp de potência nominal, dos quais 0,2 MWp estarão em painéis flutuantes no reservatório de uma usina hidrelétrica, com sistemas de armazenamento de energia baseados em duas diferentes tecnologias: 300 kW / 600 kWh em baterias de Lítio-íon e 300 kW / 1.350 kWh sob a forma de Hidrogênio. O projeto se insere no segmento de geração de energia elétrica e visa sobretudo investigar as estratégias para operação combinada e otimização energética do sistema fotovoltaico, dos sistemas de armazenamento de energia e da geração hidráulica.

Palavras-chave: *Armazenamento de Energia, Hidrogênio, Baterias Li-íon*

Área temática: *Conversão Fotovoltaica*

Subárea temática: *Aspectos técnicos de sistemas fotovoltaicos instalados*

ASSOCIAÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA, GERAÇÃO HIDROELÉTRICA E ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NA UHE ITUMBIARA – PROJETO SINERGIA HIDROSSOLAR

Marco Antonio Galdino – marcoag@cepel.br

José Geraldo de Melo Furtado – furtado@cepel.br

Cepel – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Rio de Janeiro-RJ

Jacinto Maia Pimentel – jacinto@furnas.com.br

Claudio Güttler – guttler@furnas.com.br

Furnas Centrais Elétricas SA

Resumo. *Este trabalho apresenta as principais características do sistema a ser implantado no âmbito do Projeto Sinergia Hidrossolar, que contempla a associação de sistemas fotovoltaicos 1 MW_p de potência nominal, dos quais 0,2 MW_p estarão em painéis flutuantes no reservatório de uma usina hidrelétrica, com sistemas de armazenamento de energia baseados em duas diferentes tecnologias: 300 kW / 600 kWh em baterias de Lítio-íon e 300 kW / 1.350 kWh sob a forma de Hidrogênio. O projeto se insere no segmento de geração de energia elétrica e visa sobretudo investigar as estratégias para operação combinada e otimização energética do sistema fotovoltaico, dos sistemas de armazenamento de energia e da geração hidráulica.*

Palavras-chave: *Armazenamento de Energia, Hidrogênio, Baterias Li-íon*

1. INTRODUÇÃO

Com a crescente importância dos sistemas de Geração Distribuída de energia elétrica (GD) e da geração de energia elétrica por fontes renováveis (em especial, eólica e solar), tem-se intensificado as atividades de P&D&D (Pesquisa, Desenvolvimento e Demonstração) e mesmo as aplicações comerciais de tecnologias (TAE) e de sistemas de armazenamento energético (SAE), que visam principalmente mitigar problemas relacionados à intermitência e variabilidade dessas fontes energéticas (EPRI, 2017) (Irena, 2017), além de fornecer serviços ancilares ao sistema elétrico.

Existem diferentes TAEs e grande diversidade de SAEs, cobrindo uma ampla faixa em termos de capacidade de armazenamento energético (CAE), desde poucos kWh (tipicamente em aplicações de reserva energética de segurança ou de backup residencial ou dedicado a algum equipamento) até dezenas de GWh (relacionadas ao gerenciamento energético em perspectiva macro ou regional) (IRENA, 2017). Entre esses extremos encontram-se diversas aplicações que se inserem na extensa faixa intermediária de CAE, e respectivas potências instaladas, o que inclui os típicos empreendimentos de GD – que, no Brasil, são considerados para geração até 30 MW (mas em outros mercados internacionais chegam aos 300 MW) (ANEEL, 2010), os quais podem envolver SAEs que correspondem a uma parcela significativa da potência de geração.

Este é o mercado de TAEs que vem apresentando o maior crescimento, sendo atualmente ocupado pelas baterias, principalmente aquelas de alta densidade energética, o que inclui especialmente as baterias de Lítio-íon (BLi), as de Chumbo-ácido (Pb-H₂SO₄), as de Sódio (NaS, Na/NiCl₂), e as de fluxo (BF) (Irena, 2017) (Aquino, 2017), mas, dependendo das configurações adotadas nos sistemas de geração-armazenamento, apresentam ainda possibilidades de utilização de armazenamento térmico, termoquímico, à base de Hidrogênio (H₂), ar comprimido, supercapacitores etc., ou mesmo de sistemas híbridos que conjugam duas ou mais TAE/SAE.

O crescimento dos SAEs tem ocorrido na esteira do aumento da participação das fontes renováveis de energia nos sistemas eletroenergéticos, possibilitando o desacoplamento entre oferta e demanda de energia elétrica (EE), uma vez que os SAEs podem ser empregados para ajustar e gerenciar lacunas temporais e geográficas entre elas, conferindo aos sistemas energéticos integrados, características de otimização, segurança, confiabilidade e flexibilidade. O armazenamento energético (AE) tem assim ocupado uma posição estratégica e muito valorizada no atual cenário energético mundial, em especial nos países centrais (Europa, América do Norte, Japão, China e Sudeste da Ásia), de forma que praticamente todas as TAEs são atualmente consideradas as tecnologias emergentes que tendem a apresentar impacto mais relevante no setor elétrico nos próximos anos, com grau de importância equivalente ou superior ao da eficiência energética e ao de *smart grids* (Savenije, 2016).

É nesse contexto que em meados de 2016 a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) publicou a Chamada de Projetos de P&D Estratégico nº21/2016 – “Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro” – objetivando a integração e a sustentabilidade desses SAEs no âmbito do setor elétrico nacional, além de atuar no sentido de criar condições para o desenvolvimento de base tecnológica e infraestrutura de produção nacional nessa área de TAE/SAE (ANEEL, 2016a). Em atendimento a esta chamada foram apresentadas 29 propostas de projeto de P&D, dentre as quais 23 foram selecionadas. A Fig. 1 resume a situação dos projetos aprovados, notando-se claramente o total predomínio das baterias, especialmente das BLi, enquanto TAE. Dos 23 projetos aprovados na Chamada 21, 20 deles empregam somente baterias, de diferentes tecnologias, para o armazenamento energético, sendo 10 delas exclusivamente da família de BLi. Apenas um dos projetos adota um sistema híbrido com duas TAEs (Hidrogênio e BLi), enquanto que os dois projetos restantes estão focados somente na utilização do Hidrogênio (ANEEL, 2016a) (ANEEL, 2016b).

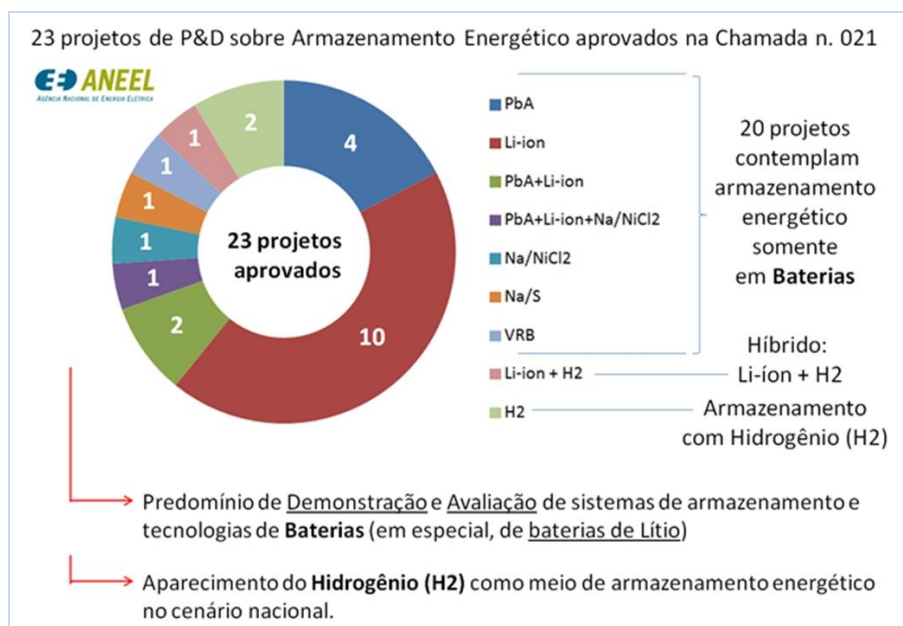


Figura 1 – Classificação dos 23 projetos sobre armazenamento energético aprovados na Chamada No 021/2016 da ANEEL e agora em desenvolvimento no Brasil (ANEEL, 2016a) (ANEEL, 2016b).

O acima mencionado projeto que tem por objeto a conjugação de SAEs à base de Hidrogênio e de baterias de Lítio é o proposto por Furnas Centrais Elétricas, objeto do presente artigo, tendo como executor a empresa BASE Energia Sustentável, e como parceiros o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel), a Universidade Estadual Paulista (Unesp) – Campus Ilha Solteira, a Universidade de Campinas (Unicamp) e o Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial (Senai) de Goiás. A Universidade de Brandenburg (Alemanha) figura como parceiro internacional no projeto. O projeto foi denominado “Projeto Sinergia Hidrossolar” e se insere no segmento de geração de energia, visando investigar as estratégias para operação combinada de um sistema fotovoltaico (FV), um sistema híbrido de armazenamento de energia e a geração hidroelétrica da UHE Itumbiara.

A UHE Itumbiara tem potência instalada de 2.100 MW e é localizada na divisa MG/GO, no rio Paranaíba, entre os municípios de Itumbiara (GO) e Araporã (MG), numa altitude de aproximadamente 440 m acima do nível do mar, região de clima tropical chuvoso com inverno seco e mês mais frio com temperatura média superior a 21,5°C (INPE, 2019), e que, segundo análise preliminar, constitui, dentre as usinas pertencentes a Furnas, a que apresenta maior incidência de irradiação solar (APOENA, 2017). Existe expectativa de que no futuro sistemas deste tipo possam ser incorporados em outras usinas de Furnas.

2. CONCEPÇÃO E CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA

A Fig. 2 apresenta o esquema simplificado dos subsistemas necessários para implantação do Projeto Sinergia Hidrossolar, mostrando os SAEs e demais equipamentos necessários à integração dos mesmos às fontes geradoras, incluindo a fonte solar fotovoltaica e a UHE, às quais os SAEs estarão conectados.

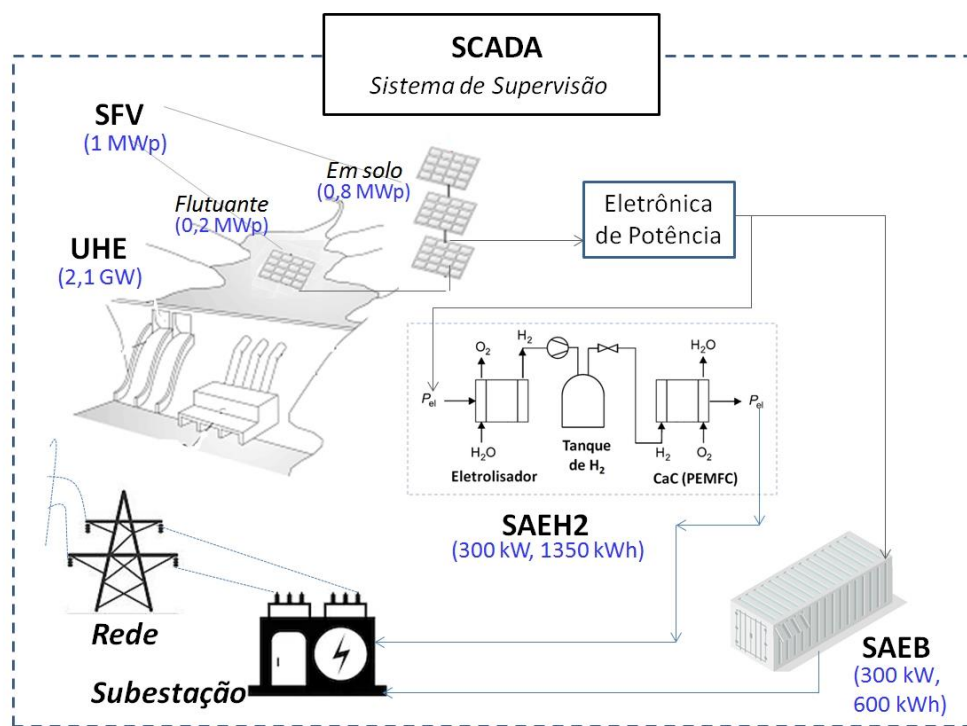


Figura 2 – Representação esquemática acerca do arranjo de geração de energia elétrica mediante um sistema de geração fotovoltaica (SFV), associado a armazenamento energético eletroquímico (em baterias de Lítio-íon) e químico (sob a forma de Hidrogênio) a ser instalado na UHE Itumbiara, de Furnas Centrais Elétricas.

O sistema de geração fotovoltaica (SFV) terá potência instalada total de 1 MW_p, sendo composto por subsistemas em duas diferentes formas de instalação: 800 kW_p numa instalação convencional em estruturas metálicas sobre o solo e 200 kW_p numa estrutura flutuante no reservatório da UHE. O SFV será constituído por um total de 2.565 módulos fotovoltaicos de Silício monocristalino de 390 W_p. Serão utilizados 10 inversores trifásicos com potência nominal de 75 kW_{ca}, eficiência europeia de 98,2% e tensão de saída de 380 V_{ca}. As características dos módulos e inversores são disponibilizadas na Tab. 1. Todas as *strings* terão 19 módulos FV em série e cada inversor será configurado com 13 ou 14 strings em paralelo (19s x 14p ou 19s x 13p). Desta forma, a configuração geral do painel FV será 19s x 135p, sendo 108 strings no sistema sobre o solo e 27 no sistema flutuante. A corrente e tensão nominal de cada string serão de 769,5 V e 9,64 A, respectivamente.

Tabela 1 – Dados técnicos do módulo fotovoltaico (a) e do inversor (b) utilizados no projeto

(a)		(b)	
Número de células	144 (72x2, half cell)	Potência ca nominal	75 kW
Tipo de célula	mono-Si	Tipo	trifásico
Eficiência	19,7%	Tensão de entrada cc máxima	1.000 V _{cc}
V _{oc}	49,7 V	Potência cc máxima	112.500 W _p
I _{sc}	10,08 A	Faixa do MPPT	570 a 800 V _{cc}
V _{mp}	40,5 V	Eficiência máxima	98,8%
I _{mp}	9,64 A	Eficiência europeia	98,2%
Tensão máxima	1.500 V		

A geração do SFV foi estimada preliminarmente em cerca de 1.400 MWh/ano, sem levar em conta considerações relativas ao aumento da eficiência do sistema flutuante (ver parágrafos abaixo).

Os flutuadores para o painel FV flutuante foram projetados e serão fabricados no Brasil. Serão fabricados por sopro, em polímero de alta densidade, um total de 3.100 flutuadores, de dois diferentes tipos: flutuador passarela e flutuador para módulo FV, que serão conectados por meio de pinos, para montagem da estrutura flutuante. Esta estrutura será ancorada por meio de poitas, de uma forma capaz de comportar as grandes variações de nível observadas no reservatório da UHE Itumbiara. O flutuador foi projetado para suportar a máxima altura das ondas registrada no reservatório, que é de 1,5 m. Os cabos serão conduzidos à terra em um eletroduto flutuante, montado sobre uma cadeia de flutuadores tipo passarela. Será necessário atender às exigências da Capitania Fluvial do Tietê-Paraná (Marinha do Brasil) em relação à sinalização náutica para o flutuador.

Um dos objetivos do projeto é de comparar a geração do sistema flutuante com a do sistema sobre o solo, de forma a quantificar ao longo do ano a suposta vantagem de aumento da eficiência proporcionada ao painel FV flutuante em função da redução de sua temperatura de operação devida à proximidade do corpo d'água, que é citada por alguns autores como sendo de 14% (APOENA, 2017). Esta vantagem deve também ser objeto de análise econômica em comparação com o sistema FV convencional.

Por sua vez, o SAE do projeto contempla a conjugação de duas TAEs: banco de baterias (SAEB - Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias) e sistema a Hidrogênio (SAEH2 - Sistema de Armazenamento de Energia a Hidrogênio).

O SAEB considerado no Projeto Sinergia Hidrossolar é da família de BLi, a qual é composta por diversas variantes tecnológicas, sendo atualmente as dos tipos LFP (Fosfato de Ferro e Lítio - LiFePO_4) e NMC (Óxido de Lítio Níquel Manganês Cobalto - LiNiMnCoO_2) as mais adotadas em aplicações estacionárias. Na etapa de seleção de fornecedores acabou prevalecendo a proposta de fornecimento de um SAEB de BLi-NMC, o qual atendeu às especificações de projeto, que incluía a potência instalada de 280 kW e CAE igual a 510 kWh, apresentando o menor custo. De fato, o sistema selecionado superou esta especificação mínima, contemplando 300 kW / 600 kWh, com custo global da ordem de US\$ 630.000,00. Segundo seus *datasheets*, este SAEB tem vida útil projetada das baterias superior a 6.000 ciclos a uma profundidade de descarga de 80% (DoD - *depth of discharge*), com eficiência global da ordem de 88%. Além disso, tem ampla faixa de ciclagem (0-100% DoD) e faixa operacional de temperatura ambiente de -10 a 50°C. As características do banco são resumidas na Tab. 2. O SAEB será montado na Brasil por um fornecedor nacional, a partir de células eletroquímicas importadas, acondicionado num container de 20', que incluirá, além do banco de baterias, com seu respectivo BMS (*battery management system*), o inversor ca/cc bidirecional multinível (PCS - *power conversion system*), sistema de monitoramento, controle e comunicação remota, transformador a seco para adequação da tensão ca de saída à rede 380 V_{ca}, sistemas para medição, seccionamento e proteção de baixa tensão, além de sistema detecção e combate a incêndio.

Tabela 2 – Características do Banco de Baterias de Lítio

Tipo de célula	LiNiMnCoO ₂
Tensão nominal da célula	3,2 V
Tensão nominal do banco	720 V (600 a 930V)
Número de células em série	288
Fator de eficiência da descarga	97,5% @0.25C 96% @0.5C 94% @1C

Já o SAEH2 (300 kW / 1.350 kWh) é composto por um eletrolisador de água para a produção local de Hidrogênio (H₂), um subsistema de armazenamento de H₂ em um tanque por compressão do gás, juntamente com uma célula a combustível (CaC) para a geração local de energia elétrica a partir do consumo do H₂ produzido e armazenado. Dessa forma, conforme sugerido na representação da Fig. 2, o SAEH2 é, na verdade, uma planta de produção de H₂, seu armazenamento e sua conversão em EE. Conceitualmente, a EE originalmente gerada pelo SFV é armazenada sob a forma de Hidrogênio (armazenamento químico), ao passo que no SAEB o armazenamento é eletroquímico. Como o H₂ é um vetor energético (além de um combustível e de insumo químico em diversos processos industriais), sua estocagem para posterior conversão em EE se constitui numa TAE (Hydrogen Council, 2017).

No âmbito do Projeto Sinergia Hidrossolar, também atendendo às especificações originais, os equipamentos componentes do SAEH2 selecionado foram: (a) um eletrolisador alcalino de água, com sistema de compressão acoplado, de potência nominal de 200 kW, produzindo 50 Nm³/h de H₂ a 27-30 bar (mínimo de 40 Nm³/h para o projeto), a partir do consumo de água local tratada; (b) um tanque de armazenamento de H₂ gasoso comprimido com capacidade igual a 800 Nm³ a 30-40 bar de pressão (1.956 kg) e (c) uma CaC de baixa temperatura de operação (capaz de operar a até 80°C), que opera com H₂ direto, do tipo PEMFC (*proton-exchange membrane fuel cell*), de potência elétrica nominal de 300 kW, apresentando um consumo máximo de 215 Nm³/h de H₂ (99,9999% puro), fornecido a 5,5-8,3 bar, quando operando nesta condição de potência nominal. O tanque de armazenamento de 800 Nm³ de H₂, de formato cilíndrico horizontal, com 11 m de comprimento e 1,5 m de diâmetro, comportando cerca de 2 toneladas de H₂, será, até onde vai nosso conhecimento, o maior em operação no Brasil no momento (outubro de 2019), para fins de armazenamento energético.

O sistema de tratamento de água para a eletrólise também se encontra incorporado ao container do eletrolisador para garantir o fornecimento de água com a especificação adequada ao processo de produção de H₂, apesar disso, é possível que haja necessidade de adotar um sistema adicional de pré-tratamento, em função das características da água disponível na UHE, o que ainda será confirmado. O eletrolisador alcalino utiliza uma solução de KOH (hidróxido de Potássio), que necessita ser reposta periodicamente. Em termos de custos, os equipamentos principais do SAEH2 apresentaram valores de US\$ 650.000,00 para o eletrolisador, e de US\$ 1.485.000,00 para a CaC. Inicialmente foram investigadas as possibilidades de armazenar o H₂ em tanques de hidretos metálicos (armazenamento em baixas

pressões), bem como de utilizar um eletrolisador do tipo PEM (de membrana polimérica, essencialmente uma PEMFC operando de forma reversa). Contudo, essas possibilidades não se mostraram factíveis para o projeto em questão, tanto em termos de fornecedores das referidas tecnologias para o empreendimento no Brasil, quanto das escalas envolvidas e dos respectivos custos. Dessa forma, a planta do SAEH2 será essencialmente uma planta convencional de eletrólise alcalina da água associada ao armazenamento do H_2 por compressão.

Além dos subsistemas principais (SFV, SAEB, SAEH2) e suas interligações com a rede elétrica da UHE, existem diversos outros componentes e acessórios que complementam o sistema do Projeto Sinergia Hidrossolar (dutos, conexões, instrumentação, dispositivos de proteção, malha de aterramento, transformadores etc.). Também conforme a representação da Fig. 2, com o intuito de possibilitar a análise de seu desempenho e das suas condições operacionais (monitoramento, interconexão e integração), o sistema será totalmente monitorado por meio de um sistema SCADA (*supervisory control and data acquisition*), que inclusive poderá vir a ser o sistema SAGE (Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia) do Cepel. Uma estação meteorológica registrará em tempos real grandezas ambientais,, como irradiância solar no plano horizontal e no plano do painel FV, temperatura e umidade relativas do ar, velocidade e direção do vento, temperatura da água etc.

Enquanto o SAEB estará contido integralmente em seu container de 20' (cf. Fig. 2), o SAEH2 tem um forte caráter modular (também cf. sugerido na representação da Fig. 2), consistindo de componentes/equipamentos individuais que são eletricamente e estruturalmente independentes. Neste caso, os equipamentos serão alojados em dois contêineres de 40' sendo um para o eletrolisador e outro para a CaC, juntamente com os respectivos sistemas/componentes auxiliares associados.

Eletricamente, todos os componentes individuais do sistema de armazenamento estarão interligados através de um barramento trifásico operando na BT de 380 V, que por meio de um transformador trifásico a seco de 2.000 kVA, será elevado para a MT de 13,8 kV, e, através de uma LT aérea/subterrânea de 13,8 kV, será conectado ao terciário de um dos transformadores da SE de 500 kV da UHE Itumbiara, conforme o esquema simplificado mostrado na Fig. 3.

Do ponto de vista sistêmico-energético, a estratégia de operação combinada do sistema fotovoltaico (SFV), do sistema de armazenamento (SAEB + SAEH2) e da UHE será o principal objeto a ser investigado no projeto. Basicamente, durante o dia, parte da EE gerada no SFV será armazenada no SAEB e/ou no SAEH2 (sob forma de H_2), enquanto que o excedente será injetado diretamente na rede elétrica. No período noturno, quando o SFV estará inoperante, ou mesmo em situações específicas de interesse, a EE armazenada nos sistemas de AE poderá ser disponibilizada para a rede. O SAEB, caracterizado por dinâmica e resposta mais rápidas, será usado principalmente para amortecimento de flutuações de curta duração na geração fotovoltaica de EE, resultantes, p. ex., de passagens de nuvens sobre os painéis FV, de forma a tornar a injeção de EE na rede mais “plana” ao longo do dia. Já o SAEH2, tipicamente de dinâmica e resposta mais lentas, pode funcionar como reserva energética emergencial, promovendo, p. ex., a injeção de EE na rede em horário de pico, contribuindo para o atendimento à carga da UHE. As possibilidades de combinações envolvendo a rede elétrica e os SAEs do projeto são muitas e diferentes dinâmicas operacionais serão avaliadas ao longo do projeto, também em função dos ciclos de carga e descarga inerentes ao SAEB e ao SAEH2. Por exemplo, no âmbito do projeto, os tempos de descarga para esses sistemas de armazenamento são iguais a, respectivamente, 2 h e 4,5 h, tornando o estoque de H_2 uma reserva energética de base frente às baterias, a qual, em geral, poderia inclusive disponibilizar EE para carregá-las, caso necessário. Em princípio, caso necessário, a energia requerida para carregar o banco de baterias e para produzir H_2 poderia também ser consumida da rede elétrica, porém há uma premissa no projeto de que a energia proveniente da UHE não deve ser armazenada.

Cabe lembrar que a potência máxima de injeção na rede elétrica proporcionada pelo sistema seria de 1,35 MW, contabilizando-se simultaneamente 750 kW do SFV, 300 kW da CaC e 300 kW do banco de baterias, valor este que corresponde a apenas ~0,065% da potência nominal da UHE, de forma que, mesmo operando nessa condição hipotética, a qual, em princípio, não ocorrerá na prática, este sistema teria um impacto real desprezível na rede elétrica. Assim, o sistema em questão se justifica somente como um objeto de P&D.

Além do supracitado objetivo principal do projeto, outras atividades relacionadas a objetivos específicos e complementares incluem a definição de protocolo de medições, com especificação de grandezas, periodicidade e intervalos mínimos e máximos de aquisição de dados, o monitoramento de parâmetros operacionais (tensões, frequência, correntes, potência, fator de disponibilidade, qualidade da energia etc.), análise da eficiência da geração fotovoltaica, bem como das operações de carga e descarga dos sistemas de armazenamento energético envolvidos, bem como dos respectivos tempos de carga e descarga. Tais atividades serão ainda complementadas por estudos de modelagem e simulação computacionais acerca da utilização das tecnologias avaliadas para possíveis aplicações em larga escala no SIN, incluindo proposições ao planejamento elétrico e energético do SIN, utilizando opções de TAEs/SAEs, com enfoque em aspectos técnicos e regulatórios.

Adicionalmente, espera-se que o Projeto Sinergia Hidrossolar contribua significativamente para a capacitação do pessoal técnico envolvido, por meio da realização de cursos, workshops, visitas técnicas e seminários, bem como para a

transferência de tecnologias (TAEs/SAEs) ainda pouco conhecidas no Brasil, incluindo conhecimentos e prática de projeto e operação de SAEs específicos. Isso vai ao encontro de possibilidades de *scale up* em outras usinas, como forma de equacionar e solucionar os desafios relacionados à intermitência das fontes renováveis, contribuindo assim para a real inserção das TAEs no setor elétrico nacional e gerando novas perspectivas de otimização do SIN.

O projeto executivo do sistema em questão já foi concluído e os equipamentos e subsistemas principais (eletrolisador, CaC, Módulos Fotovoltaicos, inversores e banco de baterias) foram adquiridos e estão sendo entregues. Os trabalhos de implantação dos sistemas se iniciaram em agosto de 2019, com obras civis e de infraestrutura. De acordo com o cronograma, o comissionamento do sistema fotovoltaico, tanto o convencional sobre o solo, quanto o flutuante, deverá ser efetuado em janeiro de 2019. Os sistemas de armazenamento constituem no caminho crítico do projeto, uma vez que seus componentes (banco de baterias, eletrolisador e CaC) tem o maior prazo de entrega, de 8 meses. O comissionamento e os testes do sistema completo estão previstos no cronograma do projeto para junho de 2020.

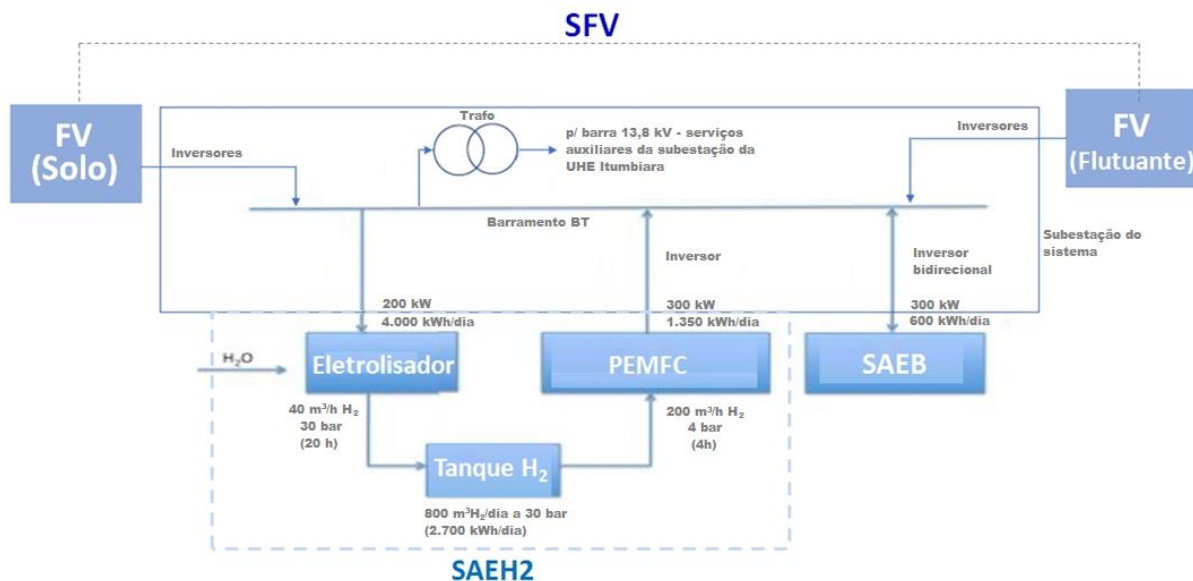


Figura 3 – Esquema elétrico-energético simplificado dos sistemas de geração fotovoltaica (SFV) e de armazenamento energético (SAEB + SAEH2) do Projeto Sinergia Hidrossolar.

3. CONTEXTUALIZAÇÃO E PERSPECTIVAS

A área de armazenamento energético é considerada ainda incipiente no Brasil e a Chamada Aneel No 21/2016 constitui certamente uma grande iniciativa impulsionadora. Assim sendo, o projeto de P&D aqui considerado deve ser visto no âmbito do contexto internacional de pesquisa e desenvolvimento em TAE/SAE, de forma tanto a proporcionar transferência de tecnologia, uma vez que todos os principais subsistemas e equipamentos considerados no projeto são importados, como também para ressaltar sua relevância frente aos principais desenvolvimentos internacionais, tendo em vista principalmente as especificidades do sistema eletroenergético brasileiro. Ademais, essa é uma proposição da própria Chamada 21, a qual contextualiza sua iniciativa de despertar o interesse das diversas instituições nacionais para o AE e seu grande potencial para fornecer flexibilidade para rede elétrica, possibilitando respostas rápidas e precisas a mudanças na oferta e demanda de EE (ANEEL, 2016a)

Os sistemas híbridos de AE, associando duas ou mais TAEs, conforme feito no Projeto Sinergia Hidrossolar, constituem um segmento que poderá se tornar muito importante a curto prazo, pois tais sistemas tendem a tirar proveito das características positivas de TAEs individuais, combinando-as de forma a minimizar seus pontos mais críticos, tanto técnicos quanto econômicos. Esses sistemas híbridos podem ser empregados tanto em aplicações estacionárias quanto em transportes. Em ambos os casos, atualmente, as maiores perspectivas de hibridização têm sido consideradas envolvendo justamente o Hidrogênio, as baterias de Lítio e os supercapacitores, o que certamente se deve a crescente importância dos veículos elétricos e da mobilidade sustentável em escala mundial, uma vez que tais TAEs/SAEs dominam as aplicações veiculares. Isto é especialmente significativo para as BLis, pois, à medida que sua escala de uso tem aumentado gradativamente e, por conseguinte, seu custo de fabricação têm decrescido, estas têm ocupado cada vez mais espaço também nas aplicações estacionárias (IRENA, 2017) (Comello e Reichelstein, 2019).

Em termos de SAEB, tanto o Projeto Sinergia Hidrossolar quanto boa parte daqueles aprovados na Chamada 21 (cf. Fig. 1) contemplam a utilização de baterias da família BLi (no presente caso NMC), as quais atualmente constituem a maior base instalada no mundo – como uma família, que congrega, atualmente, cerca de dez a doze subtecnologias ou

tipos específicos – e seu comportamento nos mercados tende a condicionar o das demais tecnologias de baterias, que ocupam posições secundárias. Com efeito, os SAEBs correspondem, atualmente, ao maior número de empreendimentos que empregam tecnologias de armazenamento energético e a tendência é de que essa situação persista, inclusive com significativa ampliação dos projetos em diversas regiões do mundo (IRENA, 2017) (Comello e Reichelstein, 2019) (DoE, 2019).

A versatilidade das BLis fazem com que elas sejam destinadas a diferentes aplicações, sejam com foco na disponibilização de potência ou de energia; o que também está relacionado ao tempo de autonomia considerado. Atualmente, as aplicações estacionárias intensivas em energia geralmente partem de pelo menos 2 h de autonomia, atingindo valores máximos tipicamente da ordem de 8-10 h. Já as aplicações intensivas em potência correspondem a, no máximo, 1 h de AE, mais comumente, abaixo de 0,5 h, chegando a períodos de apenas 30-60 segundos, nesse caso fazendo uso de supercapacitores associados aos SAEBs (Aquino, 2017) (CEPEL, 2016). Estes últimos sistemas (SAEBs com supercapacitores) são empregados em algumas aplicações estacionárias que necessitam atender a uma demanda com variações bruscas, e também são a base para os sistemas de armazenamento utilizados em veículos elétricos. Algumas variantes tecnológicas de BLi têm dominado essas aplicações intensivas em potência e, à medida que as aplicações tornam-se mais energeticamente intensivas, como o deslocamento ou suavização de cargas ou perfis de carga, bem como o próprio suporte à rede em função da geração de base renovável, então outros tipos de baterias/SAEB, e mesmo outras TAEs/SAEs, passam a disputar o espaço com as BLis.

De fato, para perfis de aplicações mais intensivas em energia, ou seja, aquelas requerendo maior período de autonomia, os SAEBs guardam proximidade de características e comportamento com o armazenamento a Hidrogênio (SAEH2), bem como similitudes parciais em relação a outros combustíveis ou vetores energéticos, ou outras formas de SAEs. Desta forma, os SAEBs (BLi), em aplicações estacionárias, podem ser configurados para atuar como reserva energética secundária, ou seja, como elemento ou sistema de armazenamento com capacidade de suprimento da ordem de algumas horas (tipicamente 2-8h), seja diretamente ligado à geração de base renovável, como um elemento de suporte em subestações. Também pode atuar ligado a uma reserva energética de maior capacidade de suprimento temporal, especialmente aquela baseada em combustíveis ou vetores energéticos, como é o caso do Hidrogênio, as quais podem funcionar, do ponto de vista elétrico, de forma similar a uma usina termelétrica. Assim, podem-se conjugar os comportamentos e as eficiências dos diferentes tipos de SAE tendo em vista ainda suas características econômicas.

Por exemplo, nos trabalhos desenvolvidos pela empresa italiana TERNA, foram efetuados testes e avaliações de oito tecnologias de SAEBs (Neri e Pietrucci, 2018) (Benato, Sessa *et al.*, 2018), compreendendo cinco subtecnologias de BLi, além das tecnologias de baterias Na/NiCl₂, Na/S, e de fluxo de Vanádio, provenientes de diferentes fabricantes, em situações reais, pré-comerciais e comerciais. Os principais resultados obtidos têm mostrado que valores de eficiência iguais aos nominais (fornecidos pelos fabricantes) têm sido verificados apenas quando as condições de projeto são observadas, e que, fora dessas condições, a eficiência real de um SAEB pode ser muito menor. Observou-se que a eficiência é fortemente dependente da aplicação e dos ciclos de operação, ou seja, a operação em ciclos de carga/descarga próximos ao ciclo ou curva “padrão” pouco influencia a eficiência, mas, em geral, no entanto, a eficiência tende a cair drasticamente quando os volumes/fluxos de energia ciclados são inferiores àqueles do ciclo padrão. Da mesma forma, constatou-se que a degradação/envelhecimento das baterias e, portanto, sua vida útil, também depende da aplicação, sendo que algumas aplicações, p. ex. regulação de frequência da rede, apresentam uma taxa de degradação das baterias maior do que outras, porém, atuando de forma diferente para diferentes tecnologias de baterias/SAEB, pois estão relacionadas às especificidades (materiais, configurações) das células eletroquímicas em questão. Isso mostra a importância de se encontrar as melhores condições de aplicação para cada SAE em particular, bem como de conjugar diferentes TAEs/SAEs no sentido de otimizar o desempenho energético-econômico global de tais sistemas híbridos. Conforme observado acima, tais estudos estão também no escopo do Projeto Sinergia Hidrossolar aqui considerado, especialmente no que diz respeito à conjugação dos SAEB e SAEH2 supracitados.

Quanto ao Hidrogênio, a rota que tem sido objeto de muitas iniciativas, investimentos em P&D e projetos de demonstração, é a produção de H₂ por eletrólise da água, utilizando energia elétrica de origem renovável como insumo (P2G, PtG - *power to gas*), o que coloca o Hidrogênio como, tipicamente, uma TAE. Esta é também a rota a ser implementada e avaliada no âmbito do Projeto Sinergia Hidrossolar, onde o H₂ será produzido a partir da EE gerada no SFV (Figs. 2 e 3). Tal rota tecnológica pode ainda proporcionar considerável integração material-energética, pois permite conjugar as redes elétrica e de gases combustíveis, por meio da injeção de H₂ diretamente na rede de gás natural, em proporções permitidas pela normalização técnica. Isso já é feito em locais como a Califórnia (EUA) e Alemanha (no Brasil não é ainda permitido pela ANP), ainda que atualmente os custos associados sejam elevados e as eficiências de conversão ao longo de toda a cadeia ainda necessitem de incrementos (Hydrogen Council, 2017) (Maroufmashat e Fowler, 2017). Assim como as baterias, o H₂ também pode ser empregado como suprimento energético em veículos elétricos (que, nesse caso, são dotados de CaCs), muito embora as baterias sejam maciçamente dominantes hoje em dia.

As possibilidades de conjugação entre SAEB e SAEH2 a partir da geração de EE de base renovável podem extrapolar o conceito do projeto ora em foco e, por exemplo, incluir no arranjo outras formas de geração (eólica,

hidrelétrica e biomassa), bem como usos alternativos para o Hidrogênio e integração com veículos elétricos, bem como podem também estarem associadas a outras TAEs/SAEs. Tais possibilidades vão gradativamente se concretizando com o emprego de AE em maior escala e com a redução de custos dessas tecnologias. De fato, os custos dos SAEs e da própria energia armazenada são hoje ainda um importante desafio para a disseminação das TAEs mundialmente, e, principalmente, no Brasil, conforme pode ser constatado inclusive nos supracitados valores de custo para os principais equipamentos de AE no âmbito do Projeto Sinergia Hidrossolar aqui considerado, decorrentes do fato que, conforme já mencionado, a infraestrutura e o próprio mercado de AE encontram-se em estágio incipiente no país.

Isso foi também abordado no trabalho (Gutierrez, Curi e Furtado, 2013) para o cenário nacional, evidenciando que no que diz respeito à avaliação intrínseca das TAEs, a maior complexidade tecnológica do sistema à base de Hidrogênio, bem como pelo fato desta tecnologia se encontrar em estágio pré-comercial em grande escala, fazem com que esta opção apresente os maiores índices de investimento/custo relativo. Contudo, pode-se depreender que a progressão das diversas tecnologias possa resultar em incremento de eficiência de armazenamento e redução de custos, possibilitando a ampliação do uso das TAEs que vêm sobressaindo-se nas diferentes aplicações atuais. Além disso, nichos de mercado com grandes exigências em termos da qualidade e da confiabilidade da energia fornecida podem absorver o custo mais elevado de sistemas mais complexos de armazenamento, constituindo-se em mercados de entrada dessas tecnologias.

O projeto europeu INGRID (INGRID Project, 2019) é um dos mais conhecidos acerca da demonstração e avaliação de SAEH2 e envolve dupla geração de EE de base renovável (eólica e solar/FV), totalizando uma potência de cerca de 3,5 MW, conectada à rede elétrica, mas também conectada a um SAEH2 (eletrolisador de 1,2 MW, 1 tonelada de H₂ armazenado). O sistema como um todo irá alcançar cerca de 39 MWh de AE para operar de forma a atender a um tempo de descarga de até 32,5 horas. Comparativamente, no caso do Projeto Sinergia Hidrossolar a quantidade de H₂ estocado pode chegar a quase 2 toneladas, o que coloca este tanque de H₂ em proximidade de arranjo físico com o do projeto europeu, ainda que este último apresente maior nível de integração e ramificações na cadeia energética, inclusive em função do estágio mais avançado das TAEs na Europa.

De fato, no extremo superior encontram-se os projetos de escala de rede, como o também projeto europeu HyUnder (Bünger e Kruck, 2014), que tem procurado identificar e aproveitar as oportunidades de armazenamento de Hidrogênio em reservatórios geológicos na Europa (Landingner *et al.*, 2014), mostrando que numa típica caverna de sal, a 1 km de profundidade, com 250 m de altura e 60 m em diâmetro, pode-se armazenar H₂ em pressões na faixa de 60-180 bar, podendo atingir assim uma energia armazenada equivalente a cerca de 140 GWh (Bünger e Kruck, 2014) (Landingner *et al.*, 2014). Tais valores de energia armazenada são bastante elevados e, no futuro, se os desenvolvimentos previstos vierem a lograr êxito, então as TAE/SAE com Hidrogênio poderão inclusive atuar na faixa de balanceamento e gerenciamento energético regional ou mesmo nacional, concorrendo essencialmente com as UHRs (Usinas Hidrelétricas Reversíveis) e os sistemas à base de ar comprimido (CAES – *compressed air energy storage*), os quais, atualmente, têm sido considerados para tais aplicações (principalmente os primeiros, que já apresentam grande base instalada) (DoE, 2019) (CEPEL, 2016).

4. CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma descrição da tecnologia adotada no Projeto Sinergia Hidrossolar, proposto por Furnas no âmbito da Chamada de Projetos de P&D Estratégico nº21/2016 da ANEEL, o qual contempla a associação de sistemas fotovoltaicos com 1 MWp de potência nominal, dos quais 0,2 MWp estão em painéis flutuantes no reservatório de uma usina hidrelétrica, com sistemas de armazenamento de energia elétrica baseados em duas tecnologias, 300 kW / 600 kWh em baterias de Lítio-íon do tipo NMC e 300 kW / 1.350 kWh sob a forma de H₂ armazenado por compressão. O projeto visa sobretudo investigar as estratégias para operação combinada do sistema fotovoltaico, do sistema global de armazenamento de energia e da geração hidrelétrica em cujo ambiente está localizada a planta de armazenamento energético. As vantagens do sistema fotovoltaico flutuante sobre o sistema convencional sobre o solo também será investigada.

Foram apresentadas as principais características técnicas dos sistemas fotovoltaicos e dos sistemas de armazenamento energético que serão empregados no referido projeto de demonstração tecnológica, bem como as informações preliminares de custo de aquisição dos principais equipamentos adotados (não são incluídos os custos de instalação, obras civis etc.), além de um descritivo acerca do arranjo elétrico-energético que caracteriza o projeto.

REFERÊNCIAS

EPRI - Electric Power Research Institute, 2017. Energy Storage Reality Check: Masterclass (2017). Energy Storage World Forum.

- IRENA - -International Renewable Energy Agency, 2017. Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2010. Nota Técnica nº 0043/2010-SRD/ANEEL.
- Aquino, T. (Org.), 2017. Battery Energy Storage Technology Assessment, Platte River Power Authority, Colorado, EUA.
- Savenije, D., 2016. State of the Electric Utility - 2015 Annual Survey Report.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2016a. Chamada No. 021/2016, Projeto Estratégico: “Arranjos técnicos e comerciais para a inserção de sistemas de armazenamento de energia no setor elétrico brasileiro”. julho de 2016.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2016b. Avaliação de propostas da Chamada No. 021/2016. PROCESSO: 48500.003172/2016-04.
- INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 2019. <https://www.cptec.inpe.br/previsao-tempo/go/itumbiara>
- Revista APOENA, 2017. O Sol armazenado. Revista de PD+I da Eletrobras Furnas. Ano V. Novembro de 2017. pp. 10-13.
- Hydrogen Council, 2017. How hydrogen empowers the energy transition.
- Comello, S., Reichelstein, S., 2019. The Emergence of Cost Effective Battery Storage. Stanford Graduate School of Business.
- DoE, 2019. Global Energy Storage Database, Sandia National Laboratory US Department of Energy. <https://www.energystorageexchange.org/>
- CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2016. Um Estudo Acerca das Tecnologias de Armazenamento Energético – Situação Atual e Aplicabilidade no Brasil, Relatório Técnico DTE-7895/2016.
- Neri, M., Pietrucci, M., 2018. Terna’s experience in Energy Storage Projects. ONS Workshop, Rio de Janeiro-RJ, setembro de 2018.
- Benato, R., Sessa, S. D., *et al.*, 2018. Italian Experience on Electrical Storage Ageing for Primary Frequency Regulation, *Energies*, v. 11, p. 2087.
- Maroufmashat, A., Fowler, M., 2017. Transition of Future Energy System Infrastructure; through Power-to-Gas Pathways, *Energies*, n. 10, p. 1089.
- Gutierrez, T. E. F., Curi, M. O., Furtado, J. G. M., 2013. Geração elétrica a partir de fontes renováveis e armazenamento energético no sistema elétrico integrado: Uma Análise Tecnológica. XXII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Brasília-DF.
- INGRID Project, 2019. <http://www.ingridproject.eu/>
- Bünger, U., Kruck, O., 2014. Overview and public launch of the HyUnder project.
- Landinger, H. *et al.*, 2014. Assessment of the Potential, the Actors and Relevant Business Cases for Large Scale and Long Term Storage of Renewable Electricity by Hydrogen Underground Storage in Europe. The HyUnder Project, Final Report.

ASSOCIATION OF PV SYSTEMS, HYDRO GENERATION AND ENERGY STORAGE SYSTEMS AT THE ITUMBIARA POWER PLANT – PROJECT “SINERGIA HIDROSSOLAR”

Abstract. *This paper presents the technical characteristics of the system to be implemented under the Project “Sinergia Hidrossolar” (Hydro-Solar Synergy), comprising the association of an 1 MWp PV system, of which 0.2 MWp to be installed in a floating structure on the reservoir of a hydroelectric power plant, with energy storage systems based on two different technologies: 300 kW / 600 kWh in Lithium-ion batteries and 300 kW / 1,350 kWh in Hydrogen. This project aims to analyse possible strategies for combined operation and energy optimization of the PV system, the energy storage systems and the hydraulic generation.*

Key words: *Energy Storage Systems, Hydrogen, Li-ion batteries*