

Especial Armazenamento de Energia

2025, o “ano zero” da era dos sistemas de baterias no Brasil

Reportagem mostra mercado nacional em expansão e as expectativas com os leilões e a regulamentação

Baterias

O que virá depois das atuais de íons de lítio?

Clipping

O que é melhor para armazenar a energia excedente: baterias ou hidrogênio verde?

Segurança

Sensoriamento óptico de usinas fotovoltaicas

Guias desta edição

Microinversores para geradores fotovoltaicos

Estruturas para montagem de sistemas em telhados

Carta ao leitor 6

Notícias 8

Armazenamento de energia 22 **2025, ano zero da era dos sistemas de baterias no Brasil**

O mercado nacional de armazenamento de energia está em expansão, impulsionado pela queda dos preços das células de bateria e as possibilidades dos novos leilões de capacidade. Além disso, a aguardada regulação deve estimular investimentos e acelerar a implantação de sistemas, tanto *behind the meter* quanto integrando as rede elétricas.

Guia - 1 32 **Microinversores para geradores fotovoltaicos**

Empregando eletrônica de potência em nível de módulo (MLPE, na sigla em inglês), os microinversores atuam de maneira independente em cada módulo fotovoltaico, permitindo otimizar a produção, e oferecem vários outros recursos. O guia lista diversos fornecedores e as características dos produtos.

Tecnologia 34 **Baterias de íons de lítio: que solução as sucederá?**

As baterias de íons de lítio são predominantes nas aplicações de armazenamento de energia desde sua introdução comercial, na década de 1990. No entanto, os pesquisadores já procuram alternativas para os métodos convencionais da tecnologia de íons de lítio. Que tecnologia virá a seguir?

Guia - 2 40 **Estruturas para montagem de sistemas fotovoltaicos em telhados**

As estruturas que sustentam e fixam os módulos fotovoltaicos nas coberturas de construções têm requisitos rigorosos. Telhados de materiais diferentes têm requisitos distintos e a carga de vento é um fator importante. O guia traz a descrição de sistemas fornecidos por 23 empresas no mercado nacional.

Clipping 42 **Armazenamento da energia excedente: bateria ou hidrogênio verde?**

Em usinas nas quais a potência dos módulos é sobredimensionada em relação à dos inversores, a curva de geração é cortada (*clipping*) em momentos de pico de irradiância. O artigo compara as soluções de baterias e de hidrogênio verde para o armazenamento da excedente resultante, para sua posterior injeção na rede.

Segurança 50 **Sensoriamento óptico para proteção perimetral de usinas fotovoltaicas**

Com o avanço das usinas de geração fotovoltaica no País, surgem desafios críticos, como a segurança das instalações, em que desponta a segurança perimetral das usinas. O artigo aborda tecnologias modernas existentes para esse mercado.

Agenda 60

Pesquisa & Inovação 62

Produtos 64

Publicações 65

Índice de anunciantes 65

Colunas

Veículos elétricos 54

Projeto & Instalação 58

Solar FV em foco 66



Capa
Helio Bettge, com foto de
Crovik Media/Shutterstock

Armazenamento, esteio da transição energética

Mauro Sérgio Crestani, Editor

Em virtude de propriedades como alta densidade energética e longa vida, as baterias de íons de lítio têm sido largamente empregadas para armazenamentos de energia de todos os portes e finalidades. Sua popularização deu-se a partir dos anos 1990, equipando pequenos eletrônicos, automóveis elétricos e grandes equipamentos como *data centers* e sistemas dedicados ao suporte e à estabilidade das redes elétricas. A necessidade de armazenar a energia não imediatamente consumida em sistemas de geração distribuída e a energia não imediatamente transmitida das usinas centralizadas tem provocado uma nova corrida aos sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS, na sigla em inglês). Na Alemanha, por exemplo, foram instalados no ano passado quase 600 mil novos sistemas estacionários, aumentando a capacidade do país em 50% na comparação com o ano anterior, segundo dados da Associação Alemã da Indústria Solar (BSW Solar). O número total de sistemas em operação ao final do ano era de 1,8 milhão, com capacidade total de 19 GWh, sendo 15,4 GWh em armazenamento residencial e 2,3 GWh em sistemas de grande porte, assim considerados os com capacidade de pelo menos 1 MWh.

Como mostra a reportagem à página 22 desta edição, o Brasil se prepara para dar seu grande salto no que se refere ao armazenamento estacionário de energia em baterias, e isso tanto nas aplicações dentro das unidades consumidoras quanto em sistemas fornecendo energia e serviços auxiliares diretamente às redes elétricas. Em ambos os segmentos, a expansão é favorecida pela queda acentuada de preços nos últimos anos. Segundo recente levantamento da Bloomberg NEF, os preços do “pack” de bateria caíram quase 80% desde 2013, chegando a US\$ 115 por kWh no final do ano passado, em função do barateamento das matérias primas e da fortíssima expansão da capacidade de fabricação. Em 2024 “o segmento de armazenamento estacionário decolou, com forte competição entre os fornecedores de células e sistemas, especialmente na China”, diz a BNEF.

Além da citada reportagem, este número especial de *FotoVolt* dedicado ao armazenamento de energia traz também dois excelentes artigos. Um deles trata da evolução tecnológica, partindo do estado da arte da bem sucedida tecnologia de íons de lítio para as tecnologias candidatas à sua sucessão, detalhando o que já se logrou em cada desenvolvimento e os aspectos que os cientistas se esforçam para aprimorar. O outro artigo traz uma análise consistente de um aspecto pouco discutido mas muito relevante para a otimização da geração solar fotovoltaica: como aproveitar a energia desperdiçada pelo *clipping*, o “ceifamento” que ocorre, nos momentos de pico de irradiância, na produção de painéis fotovoltaicos sobredimensionados em relação à potência dos inversores. O trabalho analisa e compara duas alternativas para o aproveitamento dessa energia: armazenamento em baterias e armazenamento na forma de hidrogênio verde, calculando eficiências e resultados dessas tecnologias que estão na pauta mundial da transição energética.



Diretores: Edgard Laureano da Cunha Jr., José Roberto Gonçalves e José Rubens Alves de Souza (in memoriam)

REDAÇÃO

Editor: Mauro Sérgio Crestani
(jornalista responsável – Reg. MTB. 19225)

Redatora: Jucele Menezes dos Reis

PUBLICIDADE

Gerente comercial: Elcio Siqueira Cavalcanti

Contatos:

Eliane Giacometti – eliane.giacometti@arandaeditora.com.br;
Ivete Lobo – ivete.loba@arandaeditora.com.br
Priscilla Cazarotti – priscilla.cazarotti@arandaeditora.com.br
Tel. (11) 3824-5300

REPRESENTANTES BRASIL:

Interior de São Paulo: Guilherme Freitas de Carvalho; cel. (11) 98149-8896;
guilherme.carvalho@arandaeditora.com.br

Minas Gerais: Osvaldo Alípio Dias Christo – R. Wander Rodrigues de Lima, 82 - cj. 503;
30750-160 Belo Horizonte, MG; tel./fax (31) 3412-7031; cel. (31) 99975-7031;
oad@terra.com.br

Paraná e Santa Catarina: Romildo Batista – R. Carlos Dietzsch 541, cj. 204, bl. E;
80330-000 Curitiba, PR; tel. (41) 3209-7500 / 3501-2489; cel. (41) 9728-3060;
romildobatista@gmail.com

Rio de Janeiro: Guilherme Freitas de Carvalho; cel. (11) 98149-8896;
guilherme.carvalho@arandaeditora.com.br

Rio Grande do Sul: Maria José da Silva – Tel. (11) 2157-0291; cel. (11) 98179-9661;
maria.jose@arandaeditora.com.br

INTERNATIONAL ADVERTISING SALES REPRESENTATIVES:

China: Hangzhou Oversea Advertising – Mr. Weng Jie – 55-3-703 Guan Lane, Hangzhou, Zhejiang 310003; tel.: +86-571 8706-3843;
fax: +1-928-752-6886 (retrieveable worldwide); jweng@foxmail.com

Germany: IMP InterMediaPartners – Mr. Sven Anacker – Beyerlehde 14, 42389 Wuppertal;
tel.: +49 202 27169 13; fax: +49 202 27169 20; www.intermediapartners.de;
sanacker@intermediapartners.de

Italy: Quaini Pubblicità – Ms. Graziella Quaini – Via Meloria 7 – 20148 Milan;
tel.: +39 2 3921 6180; fax: +39 2 3921 7082; grquaini@tin.it

Japan: Echo Japan Corporation – Mr. Ted Asoshina – Grande Maison Room 303; 2-2,
Kudan-kita 1-chome, Chiyoda-ku, Tokyo 102-0073; tel.: +81-(0)3-3263-5065;
fax: +81-(0)3-3234-2064; aso@echo-japan.co.jp

Korea: JES Media International – Mr. Young-Seoh Chinn – 2nd fl, Ana Building, 257-1,
Myungil-Dong, Kandong-Gu, Seoul 134-070; tel.: +82 2 481-3411; fax: +82 2 481-3414;
jesmedia@unitel.co.kr

Switzerland: Rico Dormann – Media Consultant Marketing Moosstrasse 7,
CH-8803 Rüschlikon; tel.: +41 44 720-8550; fax: +41 44 721-1474;
dormann@rdormann.ch

Taiwan: Worldwide Services Co. – Ms. P. Erin King – 11F-2, No. 540 Wan Hsin Road,
Section 1, Taichung, 408; tel.: +886 4 2325-1784; fax: +886 4 2325-2967;
global@wscw.com.tw

UK (+Belgium, Denmark, Finland, Norway, Netherlands, Norway, Sweden):
Mr. Edward J. Kanio – Robert G Horsfield International Publishers – Daisy Bank, Chinley,
Hig Peaks, Derbyshire SK23 6DA; tel. +44 1663 750 242; mobile: +44 7974168188;
ekanio@btinternet.com

USA: Ms. Fabiana Rezak – 12911 Joyce Lane – Merrick, NY, 11566-5209;
tel. (516) 858-4327; fax (516) 868-0607; mobile: (516) 476-5568;
arandausa@gmail.com

ADMINISTRAÇÃO

Diretor Administrativo: Edgard Laureano da Cunha Jr.

PROJETO VISUAL GRÁFICO, DIAGRAMAÇÃO E EDITORAÇÃO ELETRÔNICA:

Helio Bettge Netto

DEPARTAMENTO DE PRODUÇÃO:

Vanessa Cristina da Silva e Talita Silva

CIRCULAÇÃO:

Clayton Santos Dellino

Tel.: (11) 3824-5300; csd@arandaeditora.com.br

SERVIÇOS

Impressão: Ipsis Gráfica e Editora S.A.

Distribuição: ACF - Ribeiro de Lima

TIRAGEM:

10.000 exemplares

FotoVolt é uma publicação mensal da Aranda Editora Técnica e Cultural Ltda.

Redação, publicidade, administração e correspondência:

Alameda Olga, 315; 01155-900 São Paulo, SP - Brasil.
Tel.: +55 (11) 3824-5300; Fax: +55 (11) 3666-9585
em@arandaeditora.com.br – www.arandaeditora.com.br

ISSN 2447-1615

Armazenamento da energia excedente: bateria ou hidrogênio verde?

Beatriz Souza Horn – ESTIG-Instituto Politécnico de Bragança (Portugal), ESTGD-Instituto Politécnico de Portalegre (Portugal), e Departamento de Engenharia Elétrica do CEFET/Rio de Janeiro; Orlando Soares – ESTIG-Instituto Politécnico de Bragança; Paulo Brito – ESTGD - Instituto Politécnico de Portalegre

No projeto de uma usina fotovoltaica, pode-se sobredimensionar a potência dos módulos para maior aproveitamento da curva de geração. Porém, em momentos de pico de irradiância a curva de geração é cortada (clipping), o que resulta em energia não aproveitada. Este artigo compara eficiências das soluções de baterias e de hidrogênio verde para o armazenamento desse excedente e sua posterior injeção na rede.

Em usinas fotovoltaicas é possível realizar um sobredimensionamento, com uma potência pico de módulos fotovoltaicos (c.c.) superior à potência nominal do inversor (c.a.). Com isso, os módulos fotovoltaicos adicionais minimizam o impacto dos momentos de baixa irradiância, maximizando a energia total produzida. Mas em momentos de alta irradiância, dado que os inversores não são capazes de transformar toda energia c.c. em c.a., por limitação da própria potência nominal, essa energia c.c. adicional é perdida. Esse fenômeno é chamado de *clipping*, pois há um corte na curva de geração.

Para contornar essa questão, os agentes geradores e comercializadores de energia solar fotovoltaica buscam soluções de mercado para aproveitamento dessa energia excedente, sendo o seu armazenamento para injeção na rede em momentos de baixa irradiância uma das principais. Convencional-

mente são utilizadas baterias, mas há outros métodos, como o do hidrogênio, em específico o hidrogênio verde, que é o produzido por eletrólise da água através de uma fonte renovável, em corrente contínua. Nesse sentido, o hidrogênio torna-se uma opção para análise do processo de carga e descarga em sua cadeia de produção e transformação até o armazenamento, pois apresenta características aplicáveis para usinas fotovoltaicas.

Portanto, o objetivo deste artigo é comparar as eficiências do sistema de armazenamento em baterias e do sistema de armazenamento em hidrogênio verde, ao longo de 25 anos de vida útil

de uma usina fotovoltaica, como opções para evitar perdas de energia excedente ocasionadas pelo *clipping*.

Características dos sistemas de armazenamento

A tabela I demonstra as características principais das opções de armazenamento em bateria e em hidrogênio. Pode-se destacar três itens dessa tabela para maior desenvolvimento: densidade energética, tempo de vida útil e maturidade técnica.

A *densidade energética* demonstra a quantidade de energia que pode ser armazenada em um determinado volume. Quanto maior esse valor, mais



Fotos: Anquiro/Shutterstock

Tab. I – Atributos de sistemas de bateria e hidrogênio para armazenamento

Atributo	Bateria	Hidrogênio	Referências
Tempo de resposta	ms	min	[1]
Tempo de armazenamento	minutos/dias	horas/semanas	[2]
Capacidade	kWh–MWh	MWh–GWh	[3]
Densidade energética (Wh/kg)	1–100	100–1000	[4, 5]
Tempo de vida útil (anos)	5 a 20	20 a 40	[6, 7]
Eficiência (%)	85 a 98	50 a 60	[1, 8]
Maturidade tecnológica	Mais madura	Menos madura	[9]
Manutenção	Maior frequência de substituição	Menor frequência de substituição	[10]
Toxicidade e risco Ambiental	Prejudicial ao meio ambiente	Baixa emissão de gases do efeito estufa	[9]
Custo de investimento estimado (€/kWh)	450	2800	[11]

energia é possível armazenar e mais tempo é possível fornecer energia a uma carga, antes de precisar recarregar. O hidrogênio possui esse aspecto como vantagem em relação à bateria.

A *vida útil* corresponde ao período de uso em serviço de um ativo, enquanto gera benefícios econômicos. Nessa análise, a vida útil do sistema de armazenamento em hidrogênio verde é maior, de forma geral, mas deve-se também considerar o tempo indicado para substituição completa dos dois sistemas, para não comprometer a qualidade da operação.

O *Nível de Maturidade Técnica* ou *Tecnológica* (TRL) é um fator importante de análise que define em que estágio a tecnologia se encontra ao nível do progresso da atividade de pesquisa e desenvolvimento. Vale ressaltar que esse fator é mutável conforme o período de análise. Entre esses dois sistemas de armazenamento, o TRL da bateria é maior que o do hidrogênio verde.

Metodologia

Dimensionamentos

De modo a obter melhor mensuração de resultados, foram escolhidos valores médios de potência instalada, com base nas potências de recentes usinas instaladas ao redor do mundo [12–14]. Já para o *clipping* foi escolhida a relação média de 1,3 entre potência c.c. e potência c.a. [15]. Para a usina-

-exemplo, resultaria então uma potência máxima transformada pelos inversores de aproximadamente 230 MW.

A partir disso, estima-se um *clipping* ideal de 30%. Este, no entanto, é um valor baseado nas condições ideais da usina e

não será o valor armazenado, uma vez que é preciso considerar descontos por perdas.

As perdas podem ser divididas em *perdas por condições climáticas* e *perdas por condições operacionais*. As primeiras relacionam-se com a variação meteorológica que a localidade da usina fotovoltaica pode sofrer, as segundas com qualquer interferência em equipamentos da usina fotovoltaica e a rotina de manutenções preventivas e corretivas.

Para estimar a perda média, utilizou-se o *Performance Ratio* - PR médio aceitável de 75% [16]. O PR demonstra o desempenho da usina fotovoltaica através da relação de energia gerada e energia ideal com base na potência instalada e variações de condições climáticas. Com esse valor de referência, as perdas operacionais, considerando as influências de irradiância e temperatura, resultam em uma média de 25%. Nesse cenário, quando houver *clipping*, com o desconto das perdas, estima-se que somente 5% da potência instalada possa ser armazenada. Para este caso de estudo, isto resulta em 15 MW de potência média não aproveitada a cada hora, ou seja, 15 MWh. Considerando 6 Horas de Sol Pico (HSP) [17], obtêm-se 90 MWh por dia para armazenamento.

Com a finalidade de avaliar a performance anual de cada sistema de armazenamento, foram considerados 90 dias de possíveis *clippings* ao ano,

de maneira a contemplar pelo menos a estação de verão, que possibilita maior irradiância solar [18].

Armazenamento em bateria

Foram escolhidas baterias de íons de lítio por sua maior densidade energética, maior eficiência e ciclo de vida mais longo, em comparação com as de chumbo-ácido e demais tecnologias [19]. Atualmente, uma opção viável para usinas fotovoltaicas é o sistema de armazenamento BESS (*Battery Energy Storage System*), que se destaca pelas vantagens de balanceamento da rede elétrica, fornecimento de energia de *backup* durante interrupções e melhoria da estabilidade geral da rede. Contudo, neste trabalho esse sistema não foi dimensionado, tendo-se considerado apenas as características técnicas desse tipo de bateria.

Quanto às perdas, serão consideradas perdas de eficiência ida e volta (*DC round trip efficiency*) e taxa de autodescarga. O primeiro fator retrata a eficiência de carga e descarga (ida e volta) do sistema de bateria, e é representada por uma curva fornecida pelo fabricante, em linha com a taxa de operação (taxa C) do sistema de bateria ou por uma porcentagem de eficiência. A taxa C representa a taxa de carga e descarga de um elemento armazenador de energia relativamente à sua capacidade máxima. Em uma bateria de capacidade 30 Ah, se para uma taxa 1 C há descarga total em 1h, para uma taxa 2 C a bateria descarregará totalmente em meia hora, por exemplo. Para essa eficiência, foi considerado o valor de 90% [20].

O segundo fator considerado é a taxa de autodescarga — as baterias se autodescarregam gradualmente até quando não estão conectadas, devido a reações químicas que acontecem dentro da célula, mesmo quando nenhuma carga é aplicada. As baterias de íon de lítio apresentam taxa de autodescarga inferior a 5% ao mês [21].

Foi aplicada eficiência de ida e volta na energia inicial diária a ser armazenada de 90 MWh, resultando em energia final, após carga e descarga pelo sistema de armazenamento em baterias, de 81 MWh ao dia.

Contemplando a autodescarga gradual e alterações de eficiência por temperatura, foi considerada eficiência anual de 95% no primeiro ano de operação, de 97% ao ano até o vigésimo ano (que representa o final de vida útil indicado pelo fabricante) e de 94% ao ano até o vigésimo quinto ano, considerando a queda de eficiência de ida e volta [20].

Para análise dos resultados, consideraram-se dois cenários: 1) sem substituição completa das baterias, para analisar a eficiência até o vigésimo quinto ano de operação da usina, que é o final da vida útil do sistema fotovoltaico [22]; e 2) considerando pelo menos uma reposição de todos os equipamentos no décimo terceiro ano de operação da usina, retratando possíveis decisões de manutenção. Nesse último cenário, voltam a ser consideradas eficiências como as de início de operação do sistema.

Armazenamento em hidrogênio verde

Foi escolhida produção de hidrogênio verde através de eletrolisador instalado na usina fotovoltaica, por se tratar de produção de fonte renovável e no mesmo local, evitando custos de transporte, e em razão de o espaço de armazenamento não ter impacto muito grande, neste caso. Já para retorno da energia final, foi escolhido acoplamento de célula de combustível após a compressão e armazenamento do hidrogênio (figura 1) [23].

A opção se divide em momento de carga (eletrolisador), armazenamento (hidrogênio gasoso) e descarga (célula

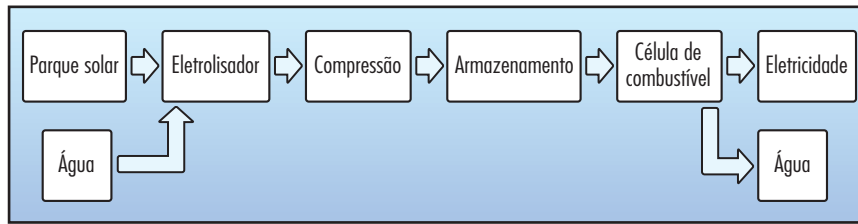


Fig.1 - Esquema de carga e descarga da energia armazenada por hidrogênio verde

de combustível). Para o momento de carga foi considerado um eletrolisador do modelo PEM (*Proton Exchange Membrane* ou Membrana de Troca de Prótons). Esse modelo se destaca para acoplamento a usinas fotovoltaicas por suas características de responder rapidamente às flutuações de potência, conseguindo operar sob regime de energia variável, ao contrário dos eletrolisadores alcalinos, nos quais o transporte dos íons apresenta maior inércia.

Considerou-se fator de 80% como eficiência do eletrolisador, maior que os dos modelos alcalino e de óxidos sólidos, por exemplo [24]. Logo, considerando a energia inicial em 15 MWh e aplicando a eficiência de 80%, resultam 12 MWh. Convertendo essa energia para quantidade de hidrogênio (Nm^3/h), com $4,5 \text{ kWh}/\text{Nm}^3$ para esse eletrolisador [24], obtém-se a geração de $2667 \text{ Nm}^3/\text{h}$, ou $240 \text{ kg}/\text{h}$ de hidrogênio.

A partir disso, foi considerado um eletrolisador PEM de $4.000 \text{ Nm}^3/\text{h}$ de capacidade [25], que apresenta faixa de operação ideal de 400 (10%) a 4.000 (100%), contemplando uma boa faixa de oscilações de potência.

Para armazenamento, escolheu-se o método do hidrogênio gasoso por apresentar menores perdas que o de hidrogênio líquido, no qual haveria perdas por evaporação [26]. Para refletir esse cenário, foi estimada uma perda mínima de 2%, aplicada ao volume de hidrogênio antes da entrada na célula de combustível. Logo, o volume de hidrogênio de $240 \text{ kg}/\text{h}$ no final da carga passa a ser de $235 \text{ kg}/\text{h}$ no início da descarga.

Para o momento de descarga, foi considerada célula combustível de membrana de troca de prótons (PEMFC -

Proton Exchange Membrane Fuel Cell), cuja função é transformar a energia química libertada durante a reação eletroquímica de hidrogênio e oxigênio em energia elétrica. Esse modelo destaca-se pela maior densidade de potência em relação aos demais [8].

Para a célula de combustível foi estimada eficiência de 55% e densidade de potência de $4,5 \text{ kW}/\text{m}^3$ [8]. A partir disso, considerou-se um poder calorífico de $4,5 \text{ kWh}/\text{Nm}^3$, ou seja, $50 \text{ kWh}/\text{kg}$. Utilizando esse valor de poder calorífico no volume de hidrogênio de $235 \text{ kg}/\text{h}$, obtém-se $11,7 \text{ MWh}/\text{h}$ no início da descarga. Aplicando a eficiência considerada de 55%, ao final da descarga obtém-se $6,5 \text{ MWh}/\text{h}$, gerando $39 \text{ MWh}/\text{dia}$.

Após todas as transformações do processo de armazenamento em hidrogênio verde realizadas, comparando a energia final de $39 \text{ MWh}/\text{dia}$ com a inicial de $90 \text{ MWh}/\text{dia}$, pode-se observar uma eficiência global de 43% nesse processo.

Para o ciclo do hidrogênio, considerando o sistema acoplado de eletrolisador, compressão, armazenamento e célula combustível, estima-se uma degradação de 2,64% após dois anos de operação [27]. A partir disso, realizando uma previsão linear, obtém-se uma degradação anual de 1,32%. Logo, o sistema apresenta 98,68% de eficiência ao ano.

De modo similar ao sistema de armazenamento em bateria, para análise e comparação dos resultados foram demonstrados os mesmos dois cenários, um considerando substituição dos equipamentos em 13 anos de operação e outro não.

TRANSFORMANDO ENERGIA EM DESENVOLVIMENTO.



TRANSFORMADORES PARA APLICAÇÃO SOLAR

Transformadores nas potências de 500kVA até 2.500kVA, nas classes de tensão até 36,2kV.



www.trael.com.br

Indústria e Assistência Técnica
Cuiabá-MT • Brasil
[65] 3611-6500



As premissas acima descritas estão sumarizadas na tabela II.

Resultados

A partir das premissas definidas e aplicadas, foram gerados dois gráficos para comparar o perfil de armazenamento de ambas as opções ao longo de 25 anos, sendo o primeiro não considerando substituições nos sistemas (figura 2) e o segundo considerando reposição completa dos sistemas no décimo terceiro ano de operação (figura 3).

No primeiro cenário, observa-se que a energia inicial do sistema de armazenamento de hidrogênio verde é aproximadamente metade da energia inicial do sistema de armazenamento em bateria. Isto resulta da baixa eficiência do sistema de hidrogênio em comparação com o de bateria após carga e descarga, de 43% e 90%, respectivamente. Essa baixa eficiência é consequência da quantidade de transformações envolvidas em todo processo de hidrogênio e, conseqüentemente, das maiores perdas até a energia ser descarregada.

Percebe-se que a taxa de autodescarga da bateria influencia diretamente na curva de energia desse sistema, apresentando queda significativa do valor de energia armazenada ao longo dos anos. Relacionando o ano 25 com o ano zero, o sistema de bateria apresenta eficiência de 39% e o de hidrogênio verde eficiência de 72%.

Logo, no caso de não haver reposição dos equipamentos dos sistemas, no sistema de armazenamento de hidrogênio verde a energia final, no ano 25, é mais próxima da energia inicial, no ano zero. Porém, por haver uma energia inicial

Tab. II – Premissas consideradas			
Atributo	Bateria	Hidrogênio verde	Referências
Energia Inicial armazenada dia (MWh)	90	90	[12–17]
Dias de clipping ao ano	90	90	[18]
Energia inicial armazenada ano (MWh)	8100	8100	[12–18]
Eficiência de carga e descarga (%)	90%	43%	[20, 24–27]
Eficiência anual ano 1 (%)	95,00%	98,68%	[20, 27]
Eficiência anual ano 2 ao 20 (%)	97,00%	98,68%	[20, 27]
Eficiência anual ano 21 ao 25 (%)	94,00%	98,68%	[20, 27]

maior para o sistema de bateria, este apresenta maior energia armazenada no ano 25. Contudo, o valor apresentado em ambos os sistemas no ano 25 é similar, mesmo com a grande diferença inicial. Os valores de energia tornam-se mais semelhantes com o passar dos anos e as curvas, mais aproximadas.

A reposição de sistemas é uma provável ação de manutenção a ser realizada ao longo de 25 anos, então analisou-se este cenário para avaliar a alteração na curva de energia armazenada. Observa-se que o aumento da eficiência e da conseqüente energia armazenada é maior para o sistema de

bateria. Já o sistema de hidrogênio verde apresenta um ganho de eficiência mais sutil. Esse fator pode ser determinante em uma análise de investimento com o intuito de melhorar a eficiência do sistema.

A partir do ano 13, com o desempenho dos equipamentos novos e eficiência similar à do ano zero, as curvas de energia se distanciam. Porém, continuando a considerar as quedas de eficiências anuais, as curvas tendem a se aproximar ao longo dos anos.

Nesse cenário, relacionando o ano 25 com o ano zero, o sistema de armazenamento em bateria retorna uma eficiência de 68% e o sistema de armazenamento de hidrogênio verde, de 85%. Comparando esse cenário com o de não reposição, fica claro o ganho de eficiência para o sistema de bateria, de 39% para 68%. Já o sistema de hidrogênio verde não apresenta um ganho

tão significativo, indo de 72% para 85%.

A energia anual armazenada é superior no sistema de armazenamento em bateria, em ambos os cenários, para todos os anos. Já a queda de eficiência ao final de 25 anos é menor para o sistema de armazenamento de hidrogênio verde em ambos os cenários.

Mesmo que neste estudo tenham sido consideradas algumas características de um sistema BESS de baterias de íon de lítio, que contempla custos das baterias mais altos do sistema de controle eletrônico e uma vida útil maior, conside-

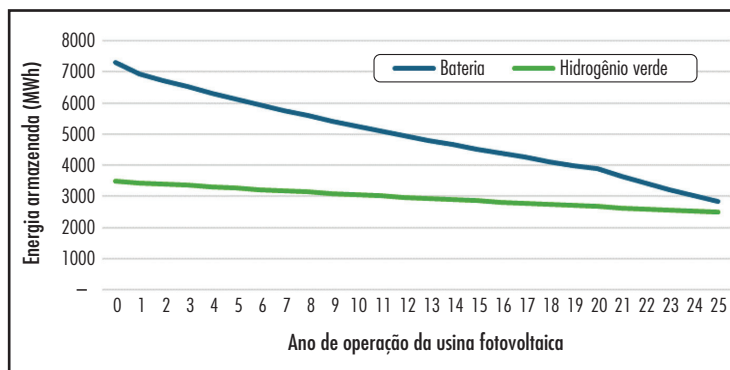


Fig. 2 – Comparação dos resultados sem reposição dos sistemas

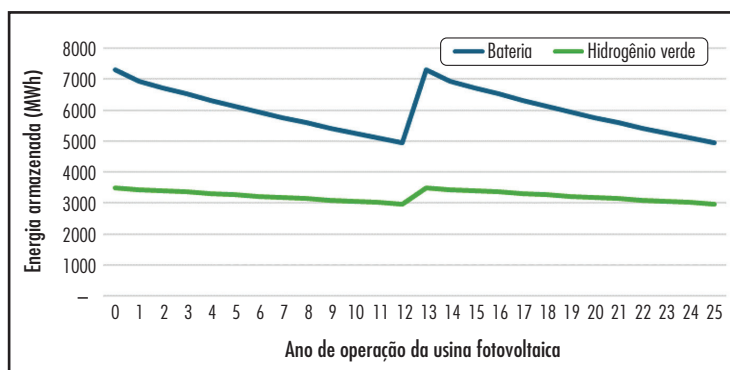


Fig. 3 – Comparação dos resultados com reposição dos sistemas



Compromisso constante com a **inovação**

para garantir a
melhor qualidade!

 www.tsunpower.com.br

 [@tsun_power](https://www.instagram.com/atsun_power)

 [/tsunpower](https://www.linkedin.com/company/tsunpower)

rando um cenário mais conservador e variações de demais tecnologias presentes no mercado, encontram-se os tempos médios de substituição dos sistemas como 4 anos para bateria e 15 anos para hidrogênio [28]. No sistema de hidrogênio, nem todos os componentes precisam ser substituídos em 25 anos – como os cilindros, que apresentam vida útil similar à da usina fotovoltaica [28]. Porém, em uma análise de substituição total dos dois sistemas, observa-se que em 25 anos o de bateria seria substituído 4 vezes e o de hidrogênio 1 vez. Considerando os custos de investimento inicial de ambos os sistemas, citados na tabela I, e mais o custo de reposição, o custo total do sistema de bateria seria 2.250 €/kWh e o do de hidrogênio 5.600 €/kWh. Logo, o sistema de bateria apresenta custo total mais vantajoso até do que apenas o investimento inicial do sistema de hidrogênio.

A tabela III destaca os principais resultados de ambos os sistemas.

Conclusão

No momento, o armazenamento de energia em baterias é mais eficiente que o armazenamento em hidrogênio verde, devido ao menor número de transformações envolvidas no processo, resultando em menores perdas. As baterias se destacam pela sólida tecnologia e ampla aplicabilidade, enquanto o hidrogênio verde oferece vantagens como armazenamento prolongado, maior vida útil e potencial para exploração de subprodutos como oxigênio e hidrogênio para venda.

As figuras 2 e 3 sugerem que se o sistema de armazenamento em hidrogênio verde atingir um Nível de Maturidade Técnica (TRL) maior e o processo de transformações gerar menos perdas, pode ser possível que as linhas dos gráficos se cruzem antes do ano 25. Isso resultaria em uma eficiência maior para este sistema, compara-

do com o de bateria, a partir de determinado ano de operação.

Para uma análise energética e sustentável mais completa, é importante considerar o consumo auxiliar dos equipamentos e o uso de água no processo de produção de hidrogênio verde. Embora o estudo se concentre na eficiência, seria necessária análise técnica e financeira futura para avaliar o retorno do investimento e a viabilidade a longo prazo de ambas as opções de armazenamento. Assim, a escolha entre baterias e hidrogênio verde dependerá dos objetivos específicos, da capacidade instalada da usina, da energia excedente, das tecnologias escolhidas, dos investimentos iniciais (CAPEX), das despesas operacionais (OPEX) e do tempo de operação esperado do sistema.

Referências

- [1] Chadly, A.; Azar, E.; Maalouf, M.; Mayyas, A. (2022): *Techno-economic analysis of energy storage systems using reversible fuel cells and rechargeable batteries in green buildings*. Obtido em <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544222003693>
- [2] Botteon, A.M. (2020): *Um olhar mais atento à infraestrutura de hidrogênio*. Obtido em <https://www.linkedin.com/pulse/um-olhar-mais-atento-%C3%A0-infraestrutura-de-hidrog%C3%A0nio-botteon/>
- [3] Correia da Fonseca, F. (2022): *O papel do hidrogênio na transição energética: oportunidade ou distração?* Obtido em <https://www.linkedin.com/pulse/o-papel-do-hidrog%C3%A0nio-na-transi%C3%A7%C3%A3o-energ%C3%A9tica-ou-correia-da-fonseca/>
- [4] Tobajas, J.; Garcia-Torres, F.; Roncero-Sánchez, P.; Vázquez, J.; Bellatreche, L.; Nieto, E. (2022): *Resilience-oriented schedule of microgrids with hybrid energy storage system using model predictive control*. Obtido em <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030626192101374X?via=ihub>
- [5] Guney, M.S.; Tepeb, Y. (2017): *Classification and assessment of energy storage systems*. Obtido em <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116308218?via=ihub>
- [6] Diouf, B.; Pode, R. (2015): *Potential of lithium-ion batteries in renewable energy*. Obtido em

Tab. III – Resultados

Atributo	Bateria	Hidrogênio verde
Energia inicial armazenada dia (MWh)	90	90
Energia final armazenada dia (MWh)	83,7	38,8
Eficiência de carga e descarga (%)	90%	43%
Energia inicial armazenada ano zero (MWh)	7290	3492
Eficiência em 25 anos sem reposição (%)	39%	72%
Eficiência em 25 anos com reposição (%)	68%	85%

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148114007885>

- [7] Liu, H.; Almansoori, A.; Fowler, M.; Elkamel A. (2012): *Analysis of Ontario's hydrogen economy demands from hydrogen fuel cell vehicles*. Obtido em <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319912006301>
- [8] Pires Farrancho, P.N. (2019): *Operation of a fuel cell with biohydrogen obtained from food waste*. Obtido em https://repositorio.ul.pt/bits-tream/10451/40596/1/ulfc125189_tm_Pedro_Farrancho.pdf
- [9] Macedo da Silva, L.; Almeida Silva, V.; Nunes Belchior, F.; Nunes Fonseca, M. (2022): *Baterias, células a combustível e hidrogênio: Alternativas para o armazenamento de energia*. Obtido em https://www.abepro.org.br/biblioteca/TN_WPG_390_1936_43352.pdf
- [10] Esteves, A. (2017): *Célula Combustível versus Bateria Comum - Comparando dois Sistemas de Geração de Energia*. Obtido em <https://www.linkedin.com/pulse/c%C3%A9lula-combust%C3%ADvel-versus-bateria-comum-comparando-dois-silva/>
- [11] Barbosa, R. (2019): *Hidrogênio e armazenamento de energia*. Obtido em https://www.ordemengenheiros.pt/fotos/editor2/eventos/ricardo_barbosa.pdf
- [12] Brasil Energia (2017): *Argentina começa construção de usina solar de 300 MW*. Obtido em <https://brasilenergia.com.br/energia/argentina-comeca-construcao-de-usina-solar-de-300-mw/>
- [13] FotoVolt (2021): *Começa a operar maior usina FV do mundo em planície de maré*. Obtido em <https://www.arandanet.com.br/revista/fotovolta/noticia/1446-Comeca-a-operar-maior-usina-FV-do-mundo-em-planicie-de-mare.html>
- [14] Canal Solar (2024): *Projeto de 300 MW no Deserto de Tengger é comissionado na China*. Obtido em <https://canalsolar.com.br/projeto-de-300-mw-no-deserto-de-tengger-e-comissionado-na-china/>
- [15] Micheli, L.; Muller, M.; Theristis, M.; Smestad, G.P.; Almonacid, F.; Fernandez, E.F. (2024): *Quantifying the impact of inverter clipping on photovoltaic performance and soiling losses*. Obtido em <https://www.sciencedirect.com/>

science/article/pii/S0960148124003823?ref=pdf_download&fr=RR-2&rr=89f178fb1b9903e2

- [16] Bastos Plantickow, G.; Pianna Camprostrini, B.; Leite Ferreira, A. (2021): *Solar Energy: Study on the Economic Feasibility of the Implementation of a Photovoltaic System in a Single-family Residence in Colatina(ES)*. Obtido em <http://revista.unesc.br/ojs/index.php/revistaunesc/article/view/317/124>
- [17] Guerrero-Calero, J.; Gras-Rodriguez, R.; Cruz-Macias, B.; Cabrera-Verdezoto, R.: *Análisis del potencial fotovoltaico de los campus universitarios de la Universidad Estatal del Sur de Manabí, Jipijapa*. Obtido em <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=9177316>
- [18] Souza, J.: *Oversizing e clipping nos sistemas fotovoltaicos*. Obtido em <https://canalsolar.com.br/oversizing-e-clipping-nos-sistemas-fotovoltaicos/>
- [19] Lemes Paixão, B.A.; Iglesias Brandão, D.; Uturbey da Costa, W. (2020): *Comparação de vida útil entre bancos de baterias de íon-lítio e chumbo-ácido no contexto da compensação de energia com geração distribuída fotovoltaica e tarifa branca*. Obtido em <https://repositorio.ufmg.br/handle/1843/37554>

- [20] Canadian Solar (2021): *Preliminary Technical Information Sheet BEES*. Obtido em https://static.csisolar.com/wp-content/uploads/2021/01/14093918/CanadianSolar_CSE-S351A6-3500KVA-14MWH-BESS-r7_J1.pdf
- [21] Campos Rosolem, M.F.N.; Beck, R.F.; Souza Aranha, J.C.M.; Chiachio do Nascimento, T.; Reis Marques, F.L.; Corso, V.; Melo Contin, G.; Figueredo, R.S.; Morari, H.B. (2020): *Desenvolvimento de bateria de lítio-íon para serviços auxiliares*. Obtido em <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/910/910>
- [22] Azevedo de Brito, T.H. (2020). Estudo da Viabilidade Econômica da Instalação de Energia Solar Fotovoltaica Ligada à Rede, no IFPB, Campus Princesa Isabel. Obtido em <https://repositorio.ifpb.edu.br/handle/177683/1606>
- [23] Veiga, L.E.T. (2022): *Hidrogênio verde e sua implementação no sistema elétrico nacional*. Obtido em <https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/144576/2/587806.pdf>
- [24] Sebbahi, S.; Nabil, N.; Alaoui-Belghiti, A.; Laasri, S.; Rachidi, S.; Hajjaji, A. (2022): *Assessment of the three most developed water electrolysis technologies: alkaline water elec-*

trolysis, proton exchange membrane and solid-oxide electrolysis. Obtido em <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214785322024063>

- [25] Thyssenkrupp Nucera (2022): *Large-scale water electrolysis for green hydrogen production*. Obtido em <https://thyssenkrupp-nucera.com/wp-content/uploads/2022/11/thyssenkrupp-nucera-green-hydrogen-solutions-brochure.pdf>
- [26] Teixeira Monteiro, J.M. (2023): *Simulação numérica do abastecimento de um tanque a hidrogênio a caudal constante*. Obtido em https://recipp.ipp.pt/bitstream/10400.22/24242/1/Tese_4854.pdf
- [27] Ozden, E.; Tari, I. (2017): *PEM fuel cell degradation effects on the performance of a stand-alone solar energy system*. Obtido em <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319917313289>
- [28] Silva, S.B.; Severino, M.M.; Oliveira, M.A.G. (2010). *Sistema híbrido solar fotovoltaico, célula a combustível e baterias aplicados a comunidades isoladas na região da Amazônia brasileira*. Obtido em <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/1425/1416>



VALORIZE SEUS PRODUTOS
UTILIZE TODA LINHA EM INOX

CONJUNTO HASTE SOLAR

PONTA BROCA
INOX 410



M8 300 250 200



PEÇA SEU ORÇAMENTO

11- 2294-8384 / 2092-2128

VENDAS@LUDUFIX.COM.BR

WWW.LUDUFIX.COM.BR