



SEMINÁRIO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

***ESTADO DA ARTE DO ARMAZENAMENTO DE
ENERGIA E INSERÇÃO DAS FONTES
RENOVÁVEIS INTERMITENTES***



ORGANIZAÇÃO

Dr. Ildo Luís Sauer

Dr. Carlos Germán Meza González

Dr. Nilton Bispo Amado

Dr. Alcantaro Lemes Rodrigues

SÃO PAULO

2020

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE

SEMINÁRIO INTERNACIONAL SOBRE ARMAZENAMENTO
DE ENERGIA

ESTADO DA ARTE DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA E
INSERÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS INTERMITENTES



**CENTRO DE ANÁLISE
PLANEJAMENTO E
DESENVOLVIMENTO DE
RECURSOS ENERGÉTICOS**



19-20 março, 2017

São Paulo, Brasil

2020

Organizadores

Dr. Ildo Luís Sauer

Dr. Carlos Germán Meza González

Dr. Nilton Bispo Amado

Dr. Alcantaro Lemes Rodrigues

Relatório Executivo

Dr. Carlos Germán Meza González

Suporte técnico

Dr. Welson Bassi

Inês Iwashita

Éger Bergamini Mastandréa

Dra. Mariana Moura Souza

Júlia Ferrarese

Design de Publicação

Dr. Alcantaro Lemes Rodrigues

Regina Célia Barbosa

Comitê Científico

Dr. Ildo Luís Sauer

Dr. Carlos Germán Meza González

Me. José Vitor Pereira Miguel

Me. Erick Del Bianco Pelegia

Dr. Alcantaro Lemes Rodrigues

Dr. Nilton Bispo Amado

Dr. Welson Bassi

Dr. Hédio Tatizawa

Dra. Julieta Puerto Rico

Para citar este documento:

*MEZA, C.G., AMADO, N.B., RODRIGUES, A.L., PELEGIA, E.B., MIGUEL, J.V.P., RICO, J.P., SAUER, I.L..
Estado da arte de Armazenamento de Energia e Inserção de Fontes Renováveis Intermitentes. Relatório do
Seminário Internacional de Armazenamento de Energia. Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São
Paulo, Brasil, 2020.*

© 2020 IEE/USP Qualquer parte desta publicação pode ser reproduzida, desde que citada a fonte

Seminário Internacional de Armazenamento de Energia (1: 2020: São Paulo)

Seminário Internacional de Armazenamento de Energia- Estado da arte de Armazenamento de Energia e Inserção de Fontes Renováveis Intermitentes. Relatório em Projeto de P&D Aneel código PD-00062-0054/2016 Análise da eficiência do armazenamento complementar de energia junto a usinas hidrelétricas, utilizando tecnologias de armazenamento eletroquímico e em hidrogênio., São Paulo, 2020/ editado por Carlos Germán Meza González, Nilton Bispo Amado, Alcantaro Lemes Rodrigues, Erick Del Bianco Pelegia, José Vitor Pereira Miguel, Julieta Puerto Rico, Ildo Luis Sauer. São Paulo: IEE/USP,2020.

ISBN 978-65-0003418-9

I. Baterias I. Título

CDU 620.9

APRESENTAÇÃO

Dentro do contexto do projeto P&D CESP Armazenamento, PD-0061-0054/2016 - Análise da eficiência do armazenamento complementar de energia junto a usinas hidrelétricas, utilizando tecnologias de armazenamento eletroquímico e em hidrogênio, que foi organizado na USP, teve lugar nos dias 19 e 20 de março no Instituto de Energia e Ambiente (IEE) da Universidade de São Paulo, o workshop internacional “State of the art: of energy storage and insertion of intermittent renewable energy sources”. O objetivo principal do workshop foi discutir o estado da arte das tecnologias de armazenamento de energia no mundo, com pesquisadores, reguladores e empresários de América Latina, EUA e Europa e explorar a potencial inclusão e benefícios do armazenamento para o Sistema Interligado Nacional Brasileiro (SIN).

A crescente penetração de fontes renováveis intermitentes nos sistemas elétricos do mundo apresenta desafios e considerações técnicas, regulatórias e econômicas. Este relatório apresenta os resumos de 7 palestras internacionais que apresentaram algumas experiências e lições aprendidas dos Estados Unidos, Alemanha e Bolívia. Ademais, apresenta o resumo de 3 palestras nacionais que apresentam a visão de instituições governamentais do setor energético brasileiro e, pela parte da academia, a visão do Professor Dr. Ildo Luís Sauer do Instituto de Energia e Ambiente. Assim, organizar este workshop internacional permitiu trocar experiências e relevantes conhecimentos científicos e técnicos que serão importantes para o desenvolvimento do sistema elétrico brasileiro. Este relatório, elaborado pela equipe do Centro de Análise, Planejamento e Desenvolvimento de Recursos Energéticos (CPLEN) do Instituto de Energia e Ambiente, concentra esses conhecimentos e experiências e disponibiliza para a sociedade brasileira.



Prof. Dr. Ildo Luís Sauer

*Coordenador do Centro de Análise, Planejamento e Desenvolvimento de Recursos Energéticos
(CPLEN)*

Instituto de Energia e Ambiente (IEE), Universidade de São Paulo (USP).

RESUMO EXECUTIVO

11

Ildo Luís Sauer

Characteristics of brazilian electric system and potential contributions of energy storage. 13

David Mooney

Regulatory Framework of Electricity Markets in the U.S. 18

Dalia Patiño-Echeverri

U.S. Electricity Markets: Challenges and Opportunities for Energy Battery Storage Systems. 22

Lincoln Pratson

Analyzing California's Proposed "Clean Peak Standard" (in prep.). 26

Ethan Elkind

Energy Storage in California: How law & Policy has helped create a Market.
30

Cynthia Guerrero

A experiência da Alemanha no armazenamento eletroquímico. 32

Cynthia Guerrero

A experiência da Alemanha no armazenamento de Energia por meio de Hidrogênio. 35

Herwing Borja

Avanços da industrialização do lítio na Bolívia. 39

Gabriel Konzen

Planning for a new energy era. 41

Ângela Barbosa Greenhalgh

Visão do Operador sobre o papel do armazenamento de energia no Sistema Interligado Nacional. 44

RESUMO EXECUTIVO

Desde sua gênese, o sistema interligado brasileiro foi pensado, construído e operado para usar grandes usinas hidrelétricas com expressivo armazenamento de energia e usinas térmicas para operar em períodos de baixa hidrologia: um sistema hidrotérmico. Não obstante, por um lado, a capacidade de armazenamento relativa hidrelétrica brasileira está diminuindo gradualmente e a maioria do potencial hidrelétrico disponível está na região do Amazonas. Assim, a exploração deste potencial hidrelétrico disponível está associada a problemas socioambientais que limitam sua exploração atual e futura. Por outro lado, o sistema elétrico está se transformando gradualmente, com um aumento cada vez mais significativo da geração distribuída e com a penetração gradual de fontes renováveis intermitentes - estas cada vez mais competitivas economicamente.

A penetração de fontes renováveis intermitentes no sistema interligado apresenta alguns desafios e considerações técnicas, regulatórias e econômicas. Na medida em que a penetração de fontes intermitentes aumenta, é preciso introduzir ações para garantir a estabilidade e confiabilidade dos parâmetros elétricos do sistema, bem como incluir tecnologias de armazenamento de modo a aumentar a flexibilidade do sistema. Visando contribuir caminhar neste sentido, e como parte do PROJETO DE P&D ANEEL PD-00061-0054/2016 “ANÁLISE DA EFICIÊNCIA DO ARMAZENAMENTO COMPLEMENTAR DE ENERGIA JUNTO A USINAS HIDRELÉTRICAS, UTILIZANDO TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO ELETROQUÍMICO E EM HIDROGÊNIO”, a equipe de trabalho do Instituto de Energia e Ambiente (IEE) elaborou este documento, que apresenta o relatório executivo do seminário internacional “*State of the art of energy storage and insertion of intermittent renewable energy sources*”, que ocorreu nos dias 19 e 20 de março no Instituto de Energia e Ambiente (IEE) da Universidade de São Paulo.

Este documento de trabalho apresenta os resumos críticos de 7 palestras internacionais, as quais apresentaram as experiências de Estados Unidos, Alemanha e Bolívia. O objetivo principal do workshop foi discutir o estado da arte das tecnologias de armazenamento de energia no mundo, com pesquisadores, reguladores e empresários da América Latina, Estados Unidos e Europa, bem como explorar a potencial inclusão e benefícios do armazenamento para o Sistema Interligado Nacional (SIN).

As principais conclusões do seminário são as seguintes:

- A motivação principal no mundo para incentivar a contínua penetração de fontes renováveis intermitentes nos sistemas elétricos é a redução das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE).
- Os custos anualizados da energia elétrica de fontes renováveis intermitentes (notadamente eólica e solar fotovoltaica) vêm se reduzindo significativamente, principalmente por conta de uma redução nos custos de capital das tecnologias e dos subsídios.

- Este cenário explica o aumento gradual da participação das fontes renováveis intermitentes nos sistemas elétricos de Estados Unidos e Alemanha, e de forma geral, na maior parte do planeta.
- Com a maior penetração de fontes intermitentes, surge a necessidade de armazenamento de energia para conseguir balancear os parâmetros elétricos do sistema e garantir a estabilidade e os níveis de confiabilidade.
- Atualmente, as usinas hidrelétricas reversíveis são a tecnologia dominante e geralmente mais competitiva para armazenar energia.
- No entanto, o preço das baterias de lítio está diminuindo significativamente no mercado internacional, destacando esta tecnologia eletroquímica como protagonista atual em tecnologia de armazenamento de energia, apenas atrás de usinas hidrelétricas reversíveis.
- Bolívia conta com as maiores reservas de lítio do planeta e está levando adiante um ambicioso plano de industrialização para produção de baterias; deve ser considerado um potencial e importante *player* regional no futuro.
- Porém, de forma geral, as tecnologias de armazenamento continuam sendo caras e os resultados das pesquisas nos Estados Unidos indicam que grande parte destes sistemas não têm retornos financeiros positivos nas atuais condições regulatórias.
- Assim, para que o binômio *energias renováveis intermitentes-armazenamento de energia* funcione são necessárias mudanças importantes na maneira de operar os sistemas elétricos e mudanças regulatórias e econômicas que permitam aproveitar todos os fluxos possíveis de remuneração dos sistemas de armazenamento (pagamentos por energia, pagamentos por potência, pagamentos por serviços ancilares, pagamentos por preços horários diferenciados de carga e descarga, dentre outras opções).
- O hidrogênio terá um papel em alguns segmentos dos sistemas energéticos; aproveitando o uso de energia renovável barata e abundante para produzir o hidrogênio. O hidrogênio pode ser utilizado principalmente para o transporte ou para produzir eletricidade em sistemas isolados (por exemplo, nos sistemas isolados brasileiros).

Atualmente, uma vez que a transmissão e a estabilidade do sistema elétrico estejam garantidas, o pico do sistema pode ser atendido com as hidrelétricas, ainda que com uma penetração significativa de fontes intermitentes. Isto é importante, pois uma combinação hidro e eólica poderá atender a demanda de energia elétrica brasileira no futuro. Porém, um primeiro ponto crucial é saber quanto das fontes intermitentes (geração variável) podemos adicionar ao sistema respeitando critérios de operação e despacho. Neste caso, que benefícios adicionais as diferentes tecnologias de armazenamento, incluindo o armazenamento eletroquímico e o hidrogênio, poderão nos trazer. Este primeiro elemento de caráter técnico nos leva a considerações de caráter econômico e regulatório, especificamente quanto às mudanças no modelo regulatório, econômico e remuneratório das diferentes fontes de armazenamento disponíveis e relevantes para as condições específicas do país.

RESUMOS DAS PALESTRAS

Ildo Luís Sauer¹

Characteristics of brazilian electric system and potential contributions of energy storage.

Professor Doutor IEE-USP. Apresentada em 19 de março de 2018 no Instituto de Energia e Ambiente (IEE) na Universidade de São Paulo (USP).



A estruturação do sistema elétrico Brasileiro se deu com base numa ideia formulada entre os anos 40 e 50 a partir de estudos realizados pelo consórcio consultor CANAMBRA (Canadian, American, Brazilian) Engineering Consultant Limited em estudos do potencial hidrelétrico brasileiro (SAUER, 2015)² que concluiu que a trajetória mais favorável para garantir a industrialização e a urbanização brasileira seria baseada em aproveitamento hidrelétrico com grande armazenamento, complementada por recursos térmicos para os anos de hidrologia mais crítica, tendo em vista a sazonalidade da hidrologia brasileira,

A partir dos anos 30, com a construção da UHE Henry Borden, uma usina de 800 MW de potência no Estado de São Paulo, o sistema elétrico foi se desenvolvendo em direção ao seu estado atual ao passo que, para números de junho de 2017, havia uma capacidade instalada no Brasil de 152.980 MW, sendo destes 98.778 MW de hidrelétricas, em sua maioria de grande porte e despacháveis, 43.253 MW de térmicas, 10.712 MW de Eólica e 237 MW de solar fotovoltaica. Ressalta-se que segundo as pesquisas em andamento a tendência é que a capacidade instalada da energia eólica atinja valores próximos aos da capacidade hidrelétrica em função das características do recurso, mais especificamente por conta da grande disponibilidade de potencial não aproveitado. Sendo assim, é possível que o sistema brasileiro se torne, no futuro, um sistema hidroeólico.

¹ SAUER, Ildo. **Características do sistema elétrico brasileiro e contribuições do sistema de armazenamento** in State of the Art of Energy Storage and Insertion of Intermittent Renewable Resources. São Paulo, Brazil, 2018. (29m16s). Disponível em: <<https://youtu.be/Cseo1wqKGY8>>. Acesso em: 02 jan. 2020.

² SAUER, Ildo Luís. Energia elétrica: crise, diagnóstico e saídas. **Revista USP**, n. 104, p. 8-12, 2015.

Dada esta caracterização mais geral do sistema elétrico brasileiro, a observação de uma situação específica permite que sejam tiradas algumas conclusões. Num período de um ano entre 06/2016 a 05/2017 o Brasil consumiu 538.053 GWh, sendo que a capacidade de estocagem nos reservatórios, quando cheios, foi de 211.913 GWh, representando 39,3% do consumo daquele ano. Sendo assim, observa-se que o armazenamento de energia é recurso já existente em larga escala no Brasil e é um componente central da concepção e para a gestão do sistema elétrico brasileiro. Em geral, o armazenamento, inclusive na forma química, é um recurso interessante para se atender a ponta de demanda. Já no contexto brasileiro, o maior pico de demanda registrado foi em fevereiro de 2014, sendo de 85.708 MW, ressaltando-se que este valor é menor do que a capacidade das grandes hidroelétricas que era de 93.216 MW. Isto significa que, com os recursos já existentes, é possível atender ao pico de demanda, com a ressalva que se deve observar os limites da transmissão para garantir a qualidade do serviço que pode requerer, por razões técnicas, o despacho de térmicas locais. Ainda, a configuração do Sistema Interligado Nacional, com mais de 136 mil quilômetros de linhas de transmissão, permite que, por meio de uma gestão adequada dos reservatórios, a energia intermitente proveniente da fonte eólica e da solar fotovoltaica sejam estocáveis por meio dos reservatórios da hidrelétricas.

Após esta reflexão inicial, é preciso entender que benefícios adicionais a armazenagem eletroquímica e por hidrogênio podem acrescer ao sistema elétrico brasileiro.

Dada a configuração da matriz de geração brasileira, observa-se que a carga brasileira é majoritariamente atendida pela fonte hídrica, que recebe a complementação das fontes térmicas (inclusa a termonuclear), eólicas e em menor proporção da fotovoltaica. Apesar da predominância histórica da fonte hidráulica, a sua participação relativa na matriz de geração e a relação entre capacidade e consumo vem diminuindo num passado recente devido a erros de planejamento e escolhas equivocadas de usinas. Neste período o Brasil operou grande quantidade de usinas térmicas a um custo elevado. Foi gasto, fora da ordem de mérito, cerca de 100 bilhões de reais em combustíveis, recursos os quais teriam permitido, por exemplo, a construção de aproximadamente 20 GW de usinas eólicas que operariam por cerca de 30 anos.

Nos anos 50, a partir da construção das usinas de Furnas e Emborcação, o sistema brasileiro passou a ter capacidade de armazenagem de energia. A Figura 1, mostra a capacidade de estocagem de energia do sistema elétrico brasileiro e o consumo em GWh desde 1955. Observa-se que até a metade da década de 70, a capacidade de armazenamento era próxima ao consumo. Dos anos 80 até hoje, houve um descolamento entre o crescimento da capacidade de armazenamento e a produção, e, portanto, do consumo, de energia. Isso se deveu e se deve ao fato de que, por questões ambientais e sociais e pela falta de negociação política adequada, foram construídas usinas a fio d'água principalmente. Ainda assim, as características do sistema brasileiro diferem amplamente das do resto do mundo devido à capacidade de armazenamento em larga escala.

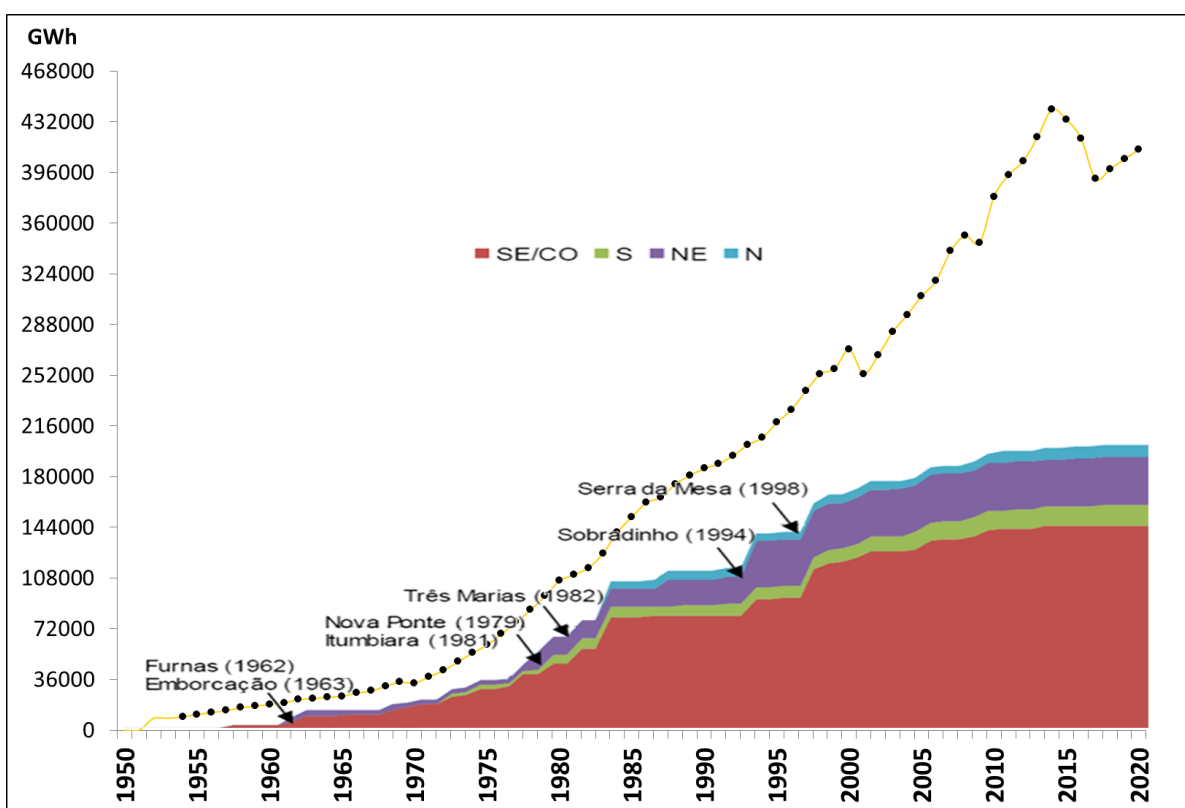


Figura 1: Capacidade de armazenamento em GWh e produção anual de energia em GWh.
Fonte: adaptado de FALCETA, 2015³.

A gestão dos reservatórios é feita por meio de programas computacionais (NEWAVE e DECOMP) que trazem uma função de custo futuro, calculada a valor presente, que equaciona o custo de oportunidade do uso da água, resolvendo o “problema” da operação. Caso se opere no presente num regime de esvaziamento do reservatório e não haja seca no futuro, a operação será adequada. Agora, com o esvaziamento de reservatórios no presente e com risco de seca no futuro, aumenta-se o risco de déficit ou do despacho de térmicas. No caso da operação num regime de enchimento, caso o risco de seca no futuro seja baixo, há o risco de que haja vertimento no futuro, porém caso o risco de seca seja alto a operação terá sido adequada. A Tabela 1, resume o exposto sobre as decisões de operação e os risco associados.

³ FALCETA, Filipe Antonio Marques. Evolução da capacidade de regularização do sistema hidrelétrico brasileiro. Dissertação de Mestrado. **Escola Politécnica da Universidade de São Paulo**. Departamento de Engenharia de Hidráulica e Ambiental. São Paulo. 2015.

Tabela 1. Decisão de Operação das usinas com reservatório no Brasil

<i>Operação dos reservatórios no presente</i>	<i>Risco de seca no futuro</i>	<i>Consequência</i>
Esvaziamento	Baixo	Operação adequada
Esvaziamento	Alto	Risco de déficit ou despacho de térmicas
Enchimento	Baixo	Risco de vertimento
Enchimento	Alto	Operação adequada

O advento do armazenamento eletroquímico ou com hidrogênio traz a necessidade da revisão do programa NEWAVE, que já necessitava de outras revisões. Aponta-se que a taxa de desconto utilizada para trazer o valor futuro da água para o presente é excessivamente alto, o que desvaloriza a água futura e faz com que a operação do sistema não atinja o que poderia em termos de minimização dos custos diante das opções disponíveis.

Ainda, há que se avaliar as questões da variabilidade na disponibilidade do recurso. No caso das hídricas, excluindo-se os reservatórios, há a dependência total da hidrologia que possui uma sazonalidade devidamente conhecida, mas que pode apresentar comportamentos que diferem em maior ou menor medida das médias históricas. Adicionalmente, há a variabilidade ainda mais intensa na fonte eólica. Por exemplo uma variação de 1500 MW médios para 4500 MW médios de um dia para outro foi registrada em outubro de 2016. Esta variabilidade tem que ser mediada com o uso dos reservatórios e do despacho de usinas térmicas e atualmente com as novas possibilidades tecnológicas de armazenamento.

Concretamente, as diferentes tecnologias e modos de gestão do sistema elétrico para a gestão da variabilidade se diferem hierarquicamente na ordem do seu emprego. Como pode ser visto na Figura 2, nas opções pelo lado da oferta há uma gama de possibilidades de intervenções antes da adoção do armazenamento elétrico, como o armazenamento térmico, o uso do armazenamento já existente, dentre outros e pelo lado da demanda idem, com soluções de mercados, armazenamento térmico e novas cargas a serem adotados antes do armazenamento de eletricidade.

Flexibility Supply Curve Concept

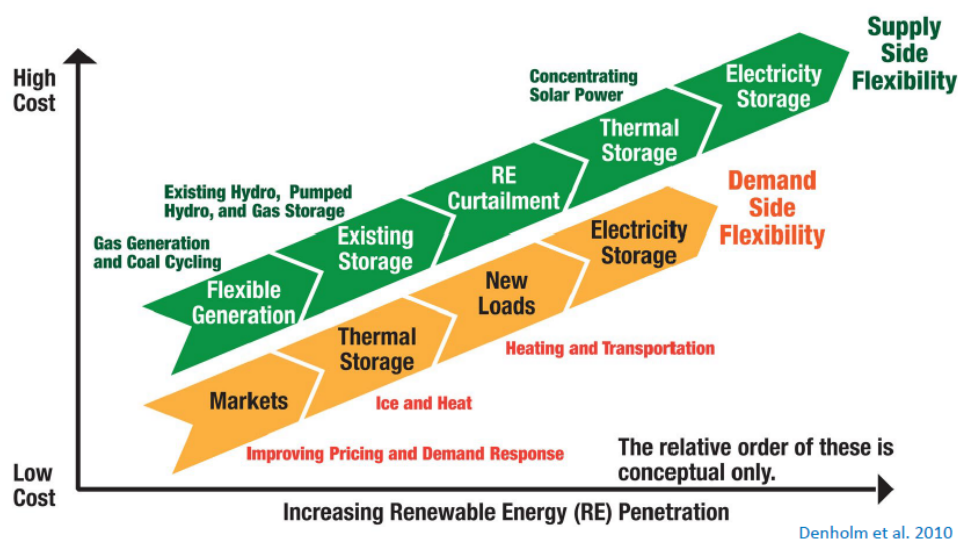


Figura 2. Intervenções no sistema elétrico para aumento de flexibilidade. Fonte: Denholm et al., 2010⁴.

Sendo assim, dada a miríade de possibilidades de intervenções é preciso, para desenhar uma linha de ação adequada, responder questões como: quanto de fontes intermitentes (geração variável) podemos adicionar, utilizando as fontes de flexibilidade atuais? Que novas fontes alternativas de flexibilidade serão adequadas, técnica e economicamente, no contexto do sistema interligado brasileiro? Quais as alterações necessárias nos critérios de operação e despacho? Qual o modelo econômico, regulatório e de remuneração para as formas de armazenamento requeridos? Que papel devem ter tecnologias de armazenamento modernas, tais como a via eletroquímica ou por hidrogênio, no contexto brasileiro?

Material complementar: SAUER, Ildo Luís. **Characteristics of brazilian electric system and potential contributions of energy storage**. 19 mar. 2018. Apresentação de Powerpoint. Disponível em: <http://www.iee.usp.br>. Acesso em: 30 mai. 2020.

⁴ DENHOLM, Paul et al. **Role of energy storage with renewable electricity generation**. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2010.

David Mooney⁵

Regulatory Framework of Electricity Markets in the U.S.

National Renewable Laboratory (NREL). Executive Director-Planning Integration & Development. Apresentada 19 de março de 2018 no Instituto de Energia e Ambiente (IEE), Universidade de São Paulo (USP).



O setor elétrico dos Estados Unidos está experimentando mudanças importantes no decorrer deste século. Em 2005, o gás natural superou pela primeira vez a geração nuclear e em 2015 superou a geração com carvão mineral, posicionando-se como principal fonte de geração de eletricidade. Ou seja, o domínio histórico do carvão mineral, seguido em segundo lugar pela energia nuclear, como as principais fontes de geração de eletricidade, parece ter chegado ao seu fim neste século. Este avanço acelerado do gás natural na matriz elétrica se explica pelos custos baixos e pela abundância do gás natural, impulsionando a geração termelétrica a ciclo combinado. Do lado dos recursos renováveis, a energia hidrelétrica, que até 2013 dominava a geração com fontes renováveis, foi superada nos últimos 3-4 anos pela geração com fontes renováveis não convencionais, principalmente eólica e solar fotovoltaica. Em suma, desde 2015 a geração com fontes que não emitem CO₂ diretamente na operação (nuclear + hidro + renováveis não convencionais) domina o setor elétrico dos Estados Unidos.

Tanto a geração eólica quanto a geração fotovoltaica vêm se beneficiando da queda nos preços das tecnologias e dos subsídios. No caso da geração fotovoltaica, o crescimento da capacidade instalada se concentra na geração centralizada com grandes usinas fotovoltaicas, em que o preço por Watt instalado diminuiu de 3,5 US\$/W em 2011 a 1 US\$/W em 2017. No caso da geração eólica nos EUA, a capacidade instalada tem crescido exponencialmente desde o ano 2001, atingindo 89,1 GW de potência instalada.

É importante lembrar que não há um mercado elétrico unificado nos Estados Unidos. De forma geral, dividem-se em regiões com mercados elétricos liberalizados, que correspondem a 60% da capacidade instalada (localizados principalmente no leste dos Estados Unidos, com exceção da Califórnia), e sistemas elétricos atendidos por concessionárias verticalmente

⁵ MOONEY, David. Regulatory Framework of Electricity Markets in the U.S. in State of the Art of Energy Storage and Insertion of Intermittent Renewable Resources. São Paulo, Brazil, 2018. (36m53s). Disponível em: < https://www.youtube.com/watch?v=PDeDH_virE8&t=93s >. Acesso em: 02 jan. 2020.

integradas e reguladas (principalmente localizados no oeste dos Estados Unidos). Apesar destas diferenças na forma de organizar os sistemas elétricos, ambas modalidades compartilham uma característica em comum: são sistemas elétricos altamente confiáveis. Portanto, **manter a elevada confiabilidade que caracteriza o sistema elétrico dos Estados Unidos com uma crescente penetração de fontes renováveis com uma geração variável é o grande desafio atual**. Neste sentido, cada vez mais concessionárias (tanto verticalmente integradas quanto liberalizadas) estão incluindo armazenamento de energia no planejamento do sistema elétrico de médio prazo.

Vale dizer que o custo de capital das tecnologias de baterias de lítio está caindo significativamente: o custo de capital diminuiu de 1000 US\$/kWh em 2010 para 200 US\$/kWh em 2017, uma redução de 80%. Esta redução de custos é a maior redução de custos nas tecnologias do setor energético, inclusive maior que a redução nos sistemas fotovoltaicos. Como consequência, os custos de geração renovável com armazenamento de energia estão caindo dramaticamente. *Xcel Energy*, por exemplo, concessionária que atende o Colorado, registrou propostas de venda de energia renovável (especialmente solar e eólica) com e sem armazenamento a preços substancialmente baixos. A mediana das 96 propostas para energia eólica foi de 18,1 US\$/MWh (sem armazenamento). Para as 11 propostas de energia eólica com armazenamento de bateria a mediana foi 21 US\$/MWh. No caso da solar fotovoltaica sem armazenamento, a mediana de 152 propostas foi 29,5 US\$/MWh; com armazenamento a mediana de 87 propostas foi 36 US\$/MWh. Apesar de serem preços bastante agressivos e competir diretamente com a geração a ciclo combinado usando gás natural, é importante lembrar que estas propostas de preços já incluem o subsídio governamental (*federal production tax credits*).

Outro ponto importante que deve ser levantado é que há múltiplas possibilidades tecnológicas de armazenamento de energia (usinas hidrelétricas reversíveis, super capacitores, eletroquímica, *flywheels*, etc.) para múltiplas aplicações e serviços para a rede e o sistema elétrico (reserva de capacidade, seguimento da demanda, *black start*, reserva girante, estabilidade da tensão, etc.), mas **não existe uma tecnologia única para todas as aplicações de que necessita o sistema elétrico**.

Finalmente, foram apresentados estudos de caso de integração de armazenamento de energia para os Estados Unidos. O primeiro é um estudo de caso elaborado em março de 2018 pelo NREL, com a autoria de Paul Denholm e Robert Margolis, intitulado “*The potential for energy storage to provide peaking capacity in California under increased penetration of solar photovoltaics*”⁶. A justificativa do estudo é que **a integração de baterias para armazenamento e despacho de energia no sistema elétrico (especialmente para operar no pico da demanda) é um fenômeno ainda muito pouco investigado; especialmente**

⁶ DENHOLM, Paul L.; MARGOLIS, Robert M. **The potential for energy storage to provide peaking capacity in california under increased penetration of solar photovoltaics**. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2018.

quando há uma penetração significativa de fontes renováveis intermitentes, como a solar fotovoltaica na Califórnia. Os resultados indicam uma sinergia entre sistemas fotovoltaicos e uso de baterias para armazenamento: com uma baixa penetração de sistemas fotovoltaicos, a necessidade de armazenamento de energia é baixa, mas à medida que aumenta a penetração fotovoltaica na matriz elétrica, será preciso aumentar a capacidade instalada de baterias para atender rapidamente a ponta no final do dia (Figura 3). Esta análise indica a necessidade de avaliar o impacto da penetração de fontes renováveis intermitentes, que transformam a curva de carga do sistema, bem como os impactos associados e a contribuição do armazenamento para a gestão confiável do sistema elétrico. Adicionalmente, **detectar os potenciais mecanismos e oportunidades para monetizar o armazenamento.**

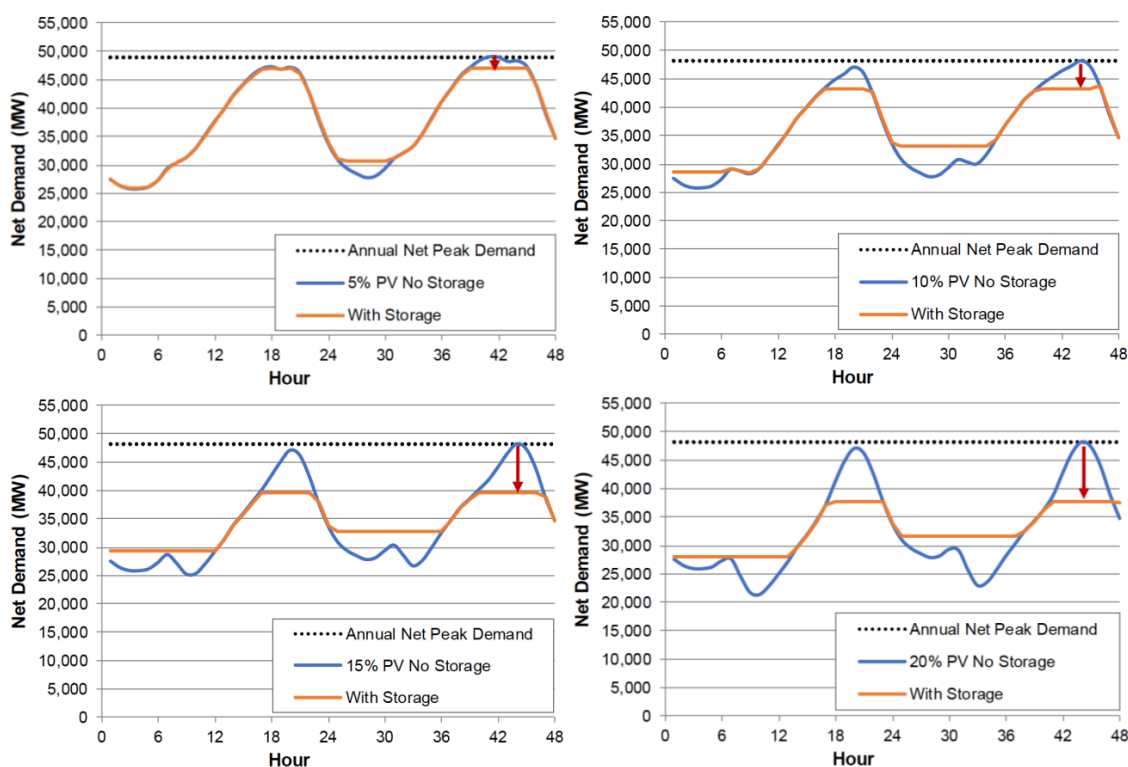


Figura 3. Análise da curva de carga do estado da Califórnia com diferentes níveis de penetração de geração solar fotovoltaica, com ou sem uso de tecnologias de armazenamento

O segundo estudo de caso, também organizado em 2017 pelo NREL, intitula-se “*Demonstration of essential reliability services by a 300-MW Solar PV Power Plant*”⁷. O estudo avalia as possibilidades de usar tecnologias avançadas de eletrônica de potência para fornecer estabilidade na rede e serviços ancilares, na ausência de armazenamento de energia. Para o palestrante, **o armazenamento será uma das possibilidades tecnológicas entre múltiplas possibilidades que permitirão a evolução dos sistemas elétricos com cada vez mais fontes renováveis.** Neste caso, foi explorado o caso de uma usina fotovoltaica de 300

⁷ LOUTAN, Clyde et al. **Demonstration of essential reliability services by a 300-MW solar photovoltaic power plant.** National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2017.

MW localizada em Arizona, e os resultados indicam que **é possível usar usinas fotovoltaicas com tecnologias de eletrônica de potência avançadas nos inversores para fornecer estabilidade e serviços ancilares na rede**. Portanto, é uma das opções que pode ser considerada em conjunto com outras opções, tais como armazenamento.

Em suma, usar as tecnologias existentes e integrar tecnologias de armazenamento de energia visando uma operação ao menor custo, que permita integrar cada vez mais fontes renováveis intermitentes, é o objetivo técnico-econômico e a motivação atual das diferentes agências de energia dos Estados Unidos. Os comentários finais e o debate com os participantes clarificaram e levantaram os seguintes temas (a) atualmente as baterias podem participar no mercado atacadista de eletricidade dos Estados Unidos; (b) é esperado que a redução dos custos das tecnologias renováveis intermitentes nos próximos anos continue; (c) **o hidrogênio vai ter um lugar no sistema elétrico dos Estados Unidos, inclusive já há alguns casos importantes no país**; (d) a mobilidade elétrica será uma nova fonte de receita para as concessionárias e compensará, em algum grau, a redução da receita devido à geração distribuída. Adicionalmente, a bateria dos veículos elétricos pode, potencialmente, também prover serviços para a rede; este tema deve ser estudado.

Material Complementar: MOONEY, David. **Regulatory Framework of Electricity Markets in the U.S.**. 19 mar. 2018. Apresentação de Powerpoint. Disponível em: <http://www.iee.usp.br>. Acesso em: 30 mai. 2020.

Dalia Patiño-Echeverri⁸

U.S. Electricity Markets: Challenges and Opportunities for Energy Battery Storage Systems.

Nicolas School of the Environment, Duke University. Gendell Associate Professor of Energy Systems and Public Policy. Apresentada 20 de março de 2018 no Instituto de Energia e Ambiente (IEE) da Universidade de São Paulo (USP).



À exceção das aplicações para substituir tecnologias para atender à ponta, os custos anualizados de energia elétrica (LCOE) dos sistemas de armazenamento com baterias ainda são elevados. Bradbury, Pratson e Patiño-Echeverri (2014) mostram que de todas as tecnologias para armazenamento de eletricidade (mecânicas, elétricas e químicas), unicamente as usinas hidrelétricas reversíveis, o armazenamento de energia em ar comprimido (CAES) e a bateria ZEBRA (Na-NiCl₂) possuíam taxas internas de retorno (TIRs) superiores a 10% na maioria dos 7 mercados elétricos dos EUA⁹. Isto é, estas são as únicas tecnologias de armazenamento competitivas financeiramente.

O caso do sistema elétrico californiano (CAISO) também ilustra as dificuldades que enfrentam os sistemas de armazenamento: **os preços baixos do gás natural e a elevada penetração de sistemas fotovoltaicos estão provocando uma correlação inversa entre os períodos do dia com maior geração fotovoltaica e os períodos do dia com menores preços de venda: tanto o baixo preço do gás natural quanto o excesso de energia ofertada (aumento da oferta proveniente dos sistemas fotovoltaicos) em relação à demanda e pressionam para baixo os preços em determinados períodos do dia, acentuando a queda dos preços.** Note-se que num contexto em que os preços do gás natural fossem altos, a entrada dos sistemas fotovoltaicos amorteceria a tendência de

⁸ PATIÑO-ECHEVERRI, Dalia. **U.S. Electricity Markets: Challenges and Opportunities for Energy Battery Storage Systems.** in State of the Art of Energy Storage and Insertion of Intermittent Renewable Resources. São Paulo, Brazil, 2018. (29m36s). Disponível em: < <https://youtu.be/fZKkDGrZ1W4>>. Acesso em: 02 jan. 2018.

⁹ Bradbury, Kyle, Lincoln Pratson, and Dalia Patiño-Echeverri. "Economic viability of energy storage systems based on price arbitrage potential in real-time US electricity markets." *Applied Energy* 114 (2014): 512-519.

aumento dos preços. Ou seja, o caráter não despachável da fonte pode em certos contextos dificultar a convergência entre oferta e demanda, acentuando a volatilidade dos preços. Portanto, há uma situação que pode ser negativa financeiramente para a geração fotovoltaica na Califórnia, pois a produção de energia está desacoplada de preços de venda elevados, que favoreçam o desempenho financeiro do investimento. Tal contexto justifica a tendência que tem sido observada para pesquisar o acoplamento de sistemas de armazenamento com sistemas fotovoltaicos, visando aproveitar o diferencial de preços horários para comprar e injetar energia (*price arbitrage*). Porém, a Dra. Patiño-Echeverri, valendo-se de simulações de operação de sistemas de armazenamento com baterias e sistemas fotovoltaicos, mostra evidência de que **o aproveitamento do *price arbitrage* é insuficiente para garantir atratividade financeira destes sistemas (Figura 4).**

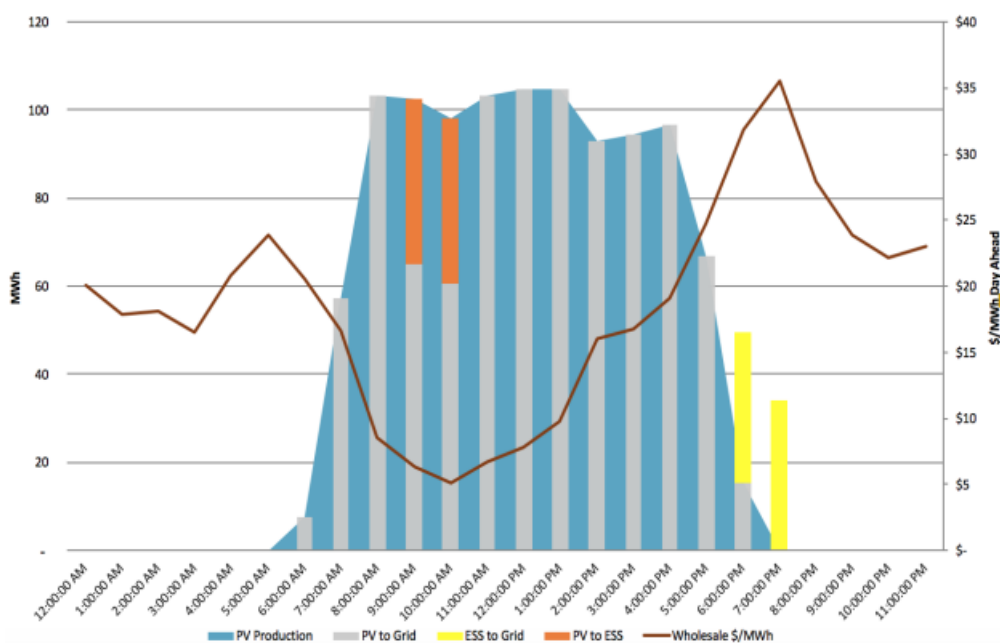


Figura 4. Simulação com sistema de armazenamento de 2 MWh com carga durante baixos preços instantâneos e descarga durante altos preços instantâneos

Em suma, a **situação atual é adversa para os sistemas de armazenamento nos EUA, pois nem o *price arbitrage* nem os sistemas híbridos (armazenamento com energia fotovoltaica, por exemplo) garantem recuperação dos custos dos investimentos.** No entanto, o *price arbitrage* é apenas um dos múltiplos fluxos de faturamento possíveis para remunerar os sistemas de armazenamento de energia. De fato, **os sistemas de armazenamento podem participar do mercado atacadista de eletricidade dos EUA (ISO – Independent Systems Operators e RTO – Regional Systems Operators) no**

mercado de energia (fornecendo energia, reservas, rampa) e no mercado de potência. Além disso, em alguns mercados atacadistas já é possível vender serviços ancilares.

No dia 15 de fevereiro de 2018, a *FERC (Federal Energy Regulatory Commission)* introduziu a *rule 841* “Participação do armazenamento elétrico em mercados operados pela Organização de Transmissão Regional e Sistemas operadores independentes”¹⁰. O espírito desta nova normativa regulatória é **eliminar as barreiras à participação dos recursos energéticos de armazenamento**¹¹, e indica que **será possível vender serviços ancilares em todos os mercados atacadistas dos Estados Unidos**. A *FERC rule 841* estabeleceu 270 dias para os mercados atacadistas (RTOs e ISOs) criar um modelo de participação para os recursos energéticos de armazenamento; um ano depois desse período dos 270 dias vai ser preciso o cumprimento do modelo de participação. Conforme já afirmado anteriormente, os recursos energéticos de armazenamento atualmente podem participar no mercado de energia e de serviços ancilares, mas para Patiño-Echeverri estes vêm utilizando esquemas de participação criados para recursos convencionais. Por conseguinte, **o potencial e as características específicas dos recursos energéticos de armazenamento não estão sendo adequada e completamente utilizados (rápida rampa, a precisão para responder aos sinais do despacho, etc.)**.

Segundo a nova regulação, todos os tipos de recursos energéticos de armazenamento serão considerados, independentemente do tamanho (mínimo 100 kW), ou mecanismo de armazenamento (baterias, hidrelétricas reversíveis, ar comprimido, etc.) ou localização na rede (interligados na rede, geração distribuída, etc.). Podem, em caso de cumprir os requisitos técnicos, prover potência, energia e serviços ancilares¹². Adicionalmente, terão possibilidade de controlar o despacho e os preços de compra e venda de energia, assim como ser compensados financeiramente em caso de serem despachados obrigatoriamente. Nos leilões deverão declarar os parâmetros técnicos mínimos e máximos de operação (estado de carga, tempos de descarga, rampa, etc.) e poderão ser remunerados (como os geradores tradicionais) por energia, potência, reserva, e capacidade de rampa nos mercados do dia seguinte e em tempo real (*day-ahead* e *real time markets*).

¹⁰ FERC rule 841 “Electric Storage Participation in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators”. Disponível em: <<https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2018/021518/E-1.pdf>>. Acesso 05/10/2018.

¹¹ *Energy Storage Resources (ESR)*. É definido pela *FERC rule 841* como “um recurso capaz de receber energia elétrica da rede e armazenar essa energia para posteriormente injetar de novo na rede elétrica” (tradução livre). “*A resource capable of receiving electric energy from the grid and storing it for later injection of electric energy back to the grid*”.

¹² Por exemplo, um sistema energético de armazenamento só pode participar na regulação de frequência se tem um controle automático de geração.

Em conclusão, **a variabilidade e a incerteza das fontes energéticas intermitentes estão motivando mudanças regulatórias nos mercados de eletricidade dos EUA, de modo a viabilizar financeiramente os recursos energéticos de armazenamento.** Porém, a evidência disponível indica que é necessário **utilizar todos os fluxos financeiros possíveis de serem explorados nos diferentes mercados dos sistemas elétricos para conseguir impulsionar os sistemas de armazenamento.** Os sistemas de armazenamento podem recuperar seus custos através de mecanismos de mercado que incluem (a) venda de energia, potência e capacidade de rampa nos mercados do dia seguinte e mercados em tempo real; (b) recebimento de pagamentos por atuação nos mercados de potência; (c) venda de serviços ancilares (regulação de frequência, partida de emergência (*black-start*), potência reativa/suporte de voltagem; e (d) possibilidade de adiar investimentos em transmissão e distribuição. Porém, não há clareza dos resultados destas expressivas e incomuns mudanças regulatórias e nem se será possível remover as barreiras de participação dos sistemas de armazenamento. Há muitas perguntas em aberto e algumas respostas começarão a surgir apenas nos próximos 2-3 anos.

Material complementar: PATIÑO-ECHEVERRI. Dalia. **Estratégias regulatórias e comerciais para superar o problema da intermitência.** 20 mar. 2018. Apresentação de Powerpoint. Disponível em: <http://www.iee.usp.br>. Acesso em: 30 mai. 2020.

Lincoln Pratson¹³

Analyzing California's Proposed "Clean Peak Standard" (in prep.).

Nicolas School of the Environment, Duke University. Gendell Family Professor of Energy & Environment. Apresentada 20 de março de 2018 no Instituto de Energia e Ambiente (IEE), Universidade de São Paulo (USP).



O objetivo da pesquisa apresentada pelo Prof. Pratson e equipe é analisar a proposta da concessionária californiana de energia elétrica (CAISO – California Independent System Operator) para atender o pico da demanda da sua região de concessão com fontes de energia limpas e armazenamento de energia¹⁴. A curva de carga do sistema elétrico californiano vem sendo transformada recentemente devido à substancial penetração de energias renováveis intermitentes, especialmente solar fotovoltaica. **A transformação passa pela chamada curva de carga com forma de pato ou *duck curve*.** Basicamente, a entrada da geração fotovoltaica nas primeiras horas do dia provoca uma redução expressiva da curva de carga líquida, que se acentua durante as horas de maior irradiação solar e, posteriormente, a partir das 16 horas, quando o fluxo de irradiação solar diminui com maior intensidade, dá-se um crescimento acelerado da demanda líquida de energia devido à saída dos sistemas fotovoltaicos.

Esta dinâmica requer **um sistema elétrico flexível para conseguir atender tais variações bruscas da curva de carga mantendo o nível de confiabilidade requerido.** Esta flexibilidade ou requerimentos para *ramp-up* e *ramp-down* normalmente é atendida usando usinas térmicas, principalmente gás natural, o que implica em emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE). Por conta das metas da Califórnia de continuar impulsionando a geração de

¹³ PRATSON, Lincoln et al. **Analyzing California's Proposed "Clean Peak Standard" (in progress).** in State of the Art of Energy Storage and Insertion of Intermittent Renewable Resources. São Paulo, Brazil, 2018. (28m37s). Disponível em: <<https://www.youtube.com/watch?v=JW0lqWiE2f8&t=79s>>. Acesso em: 02 jan. 2018.

¹⁴ Proposta denominada como *Clean Peak Standard* (CPS). Dada a obrigatoriedade de garantir que num período específico certo percentual gerado seja proveniente de energia renovável, trata-se de introduzir um arcabouço regulatório não apenas para energia renovável, mas também para potência renovável.

eletricidade com fontes renováveis e reduzindo as emissões de GEE na próxima década, o seguimento da curva de carga com usinas térmicas não é mais uma solução desejável. Assim, o componente de armazenamento de energia é parte importante da solução proposta pela concessionária de energia californiana.

Em princípio, quanto maior a penetração de fontes renováveis intermitentes no futuro, maior capacidade instalada de armazenamento será requerida. **O paradoxo é que à medida que aumenta a capacidade instalada de armazenamento no sistema elétrico, menor será o fator de capacidade das unidades de baterias adicionadas (Figura 5).** Neste contexto, o ainda elevado custo de capital em conjunto com um baixo fator de capacidade exige preços de venda de energia armazenada (*Power Purchase Agreement - PPA*) elevados para **conseguir garantir retornos financeiros nestes investimentos.**

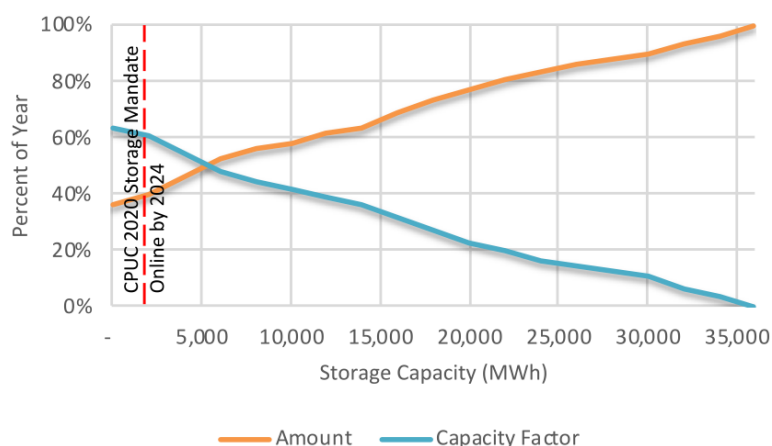


Figura 5. Projeção da necessidade de armazenamento para atendimento do pico da demanda em 2030

No entanto, contratos recentes de usinas fotovoltaicas com sistemas de armazenamento com baterias a grande escala foram assinados recentemente nos Estados Unidos com preços de venda expressivamente baixos. Exemplos recentes são: (a) AES & Kauai Island Utility Corporation, com 28 MW de sistemas fotovoltaicos e 20 MW de armazenamento com capacidade de fornecer 100 MWh, assinado a um preço de US\$ 111/MWh em janeiro de 2017; (b) NextEra Energy, Tucson Electric Power, com 100 MW de sistemas fotovoltaicos, 50 MW de armazenamento de energia, com capacidade de fornecer 120 MWh com um preço de US\$ 45/MWh assinado em maio de 2017¹⁵; (c) First Solar & APS, Arizona Public Service, com 65 MW de sistemas fotovoltaicos e 50 MW de armazenamento, com capacidade de fornecer 200 MWh, assinado em fevereiro de 2018 (preços do contrato não divulgados). Porém, vale lembrar que **estes preços baixos destes contratos refletem uma política de subsídios** (fazendo uso de *production tax credits - PTC* e/ou *investment tax*

¹⁵ Este preço é subsidiado. O preço estimado sem subsídio foi de US\$ 90/MWh.

credits – ITC, instrumentos financeiros destinados a incentivar a integração de fontes renováveis nos Estados Unidos) e que **estes subsídios não incluem sistemas de armazenamento**. Ou seja, os preços baixos desses contratos refletem os custos de capital decrescentes da tecnologia fotovoltaica e os subsídios governamentais a esta tecnologia. Cabe observar ainda que **os sistemas de armazenamento mantêm-se com preços relativamente elevados, porém, reduzindo-se**.

Para mostrar a dificuldade da inserção de baterias no contexto atual da Califórnia, os autores calculam a **viabilidade financeira de operar um sistema de baterias (só baterias, sem sistemas fotovoltaicos)** com as seguintes características: preço de venda da energia (US\$ 50/MWh), com uma capacidade de 1 MW e 5 MWh de energia, custo de capital de US\$ 385/kWh e custos de O&M de US\$ 2,75/kWh. A análise leva em conta depreciação e impostos. Os resultados indicam que para os primeiros 6 anos, a **receita líquida é negativa**. A forma em que os projetos eólicos e fotovoltaicos têm funcionado nos Estados Unidos, com preços de venda de energia (PPA) tão baixos, se explica porque os investidores podem compensar o balanço negativo da receita líquida através de *tax shields*. Assim, muitos investidores que investem em usinas eólicas e fotovoltaicas aproveitam estas vantagens financeiras para levar adiante os projetos. A questão importante em relação às baterias é que, além de considerar a depreciação, **as baterias não contam com os incentivos com os quais contam as tecnologias supramencionadas**, dificultando a viabilidade financeira de sistemas de armazenamento.

Posteriormente, Pratson et. al 2018 apresentam uma análise de sensibilidade das taxas internas de retorno do investimento em baterias sendo utilizadas **unicamente** durante as horas da proposta do *clean peak standard*, com preços entre 300-500 US\$/kWh, preços de venda entre 50-150 US\$/MWh e uma vida útil econômica do projeto de 10 anos. Os resultados continuam apontando **dificuldades para garantir taxas internas de retorno (TIRs) positivas neste cenário (Figura 6)**. Portanto, a conclusão é que é preciso explorar **formas adicionais de aumentar o faturamento do armazenamento**, pois operar apenas dentro das horas de pico noturnas dificilmente vai garantir viabilidade financeira.

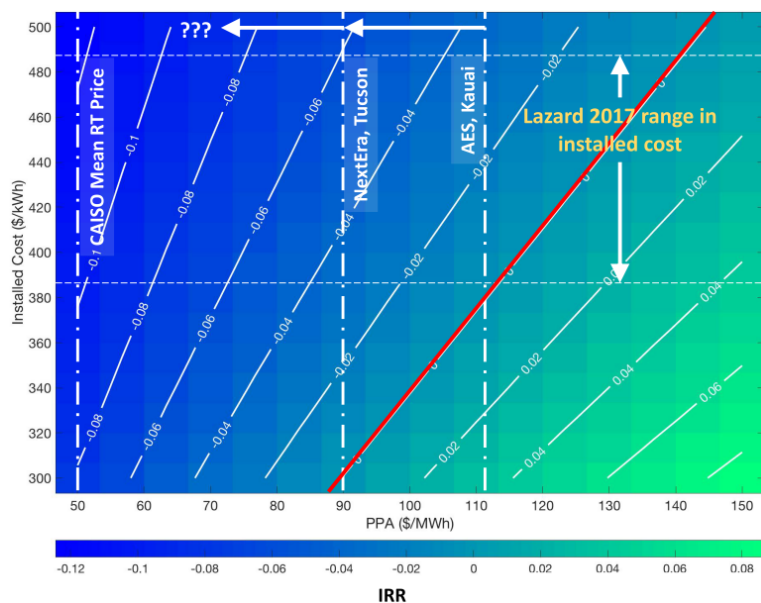


Figura 6. TIRs para sistemas de armazenamento com descarga apenas em horário de pico de demanda

Assim, os autores passam a explorar a possibilidade de ampliar a operação das baterias para fornecer eletricidade em períodos fora do pico noturno. Isto é, injetar eletricidade durante as 5 a.m. e 8 a.m., posteriormente armazenar durante as horas com preços mais baixos (horas da madrugada e entre as 9 a.m. e as 1:00 p.m.) e depois descarregá-la quando os preços são altos no período do pico noturno. Refazendo a análise financeira, os resultados em matéria de taxas internas de retorno melhoram substancialmente e, mais ainda, se a vida útil do projeto é expandida para 20 anos.

A mensagem final é que, para o caso da Califórnia, os sistemas de armazenamento encontram grandes dificuldades em ter um retorno financeiro positivo se operam unicamente no período do pico. **É preciso garantir outras formas de faturamento.** Há desafios regulatórios importantes e o contínuo declínio dos custos de capital dos sistemas fotovoltaicos é uma das condições que ajudarão a inserção dos sistemas de armazenamento.

Material complementar: PRATSON, Lincoln F. **Analisando as opções econômicas para integrar o armazenamento de energia com energias renováveis nos mercados elétricos dos EUA.** 20 mar. 2018. Apresentação de Powerpoint. Disponível em: <http://www.iee.usp.br>. Acesso em: 30 mai. 2020.

Ethan Elkind¹⁶

Energy Storage in California: How law & Policy has helped create a Market.

Director of the Climate Program. Center for Law, Energy & the Environment (CLEE). UC Berkeley School of Law. Apresentada 20 de março de 2018 no Instituto de Energia e Ambiente (IEE) da Universidade de São Paulo.



O estado da Califórnia tem metas agressivas de redução de emissões de gases de efeito estufa, que para serem cumpridas requerem quantidades elevadas de redução anual. Segundo as metas, **para 2030 50% do uso de energia deve ser renovável** (na contabilização, exclui-se grandes hidrelétricas). Adicionalmente, está estabelecido o fechamento de usinas nucleares e a gás natural. Portanto, o armazenamento de energia é um mecanismo para complementar a inserção de renováveis intermitentes, face às mudanças climáticas e visando a transição energética.

Atender às expressivas flutuações de carga líquida da ‘curva de pato’ (Figura 7) é um desafio que deverá ser enfrentado com 3 medidas principais (a) gestão pelo lado da demanda, usando Tecnologias de Informação e Comunicação (TIC) e incentivos de preços (b) diversidade geográfica das renováveis intermitentes para reduzir a intermitência (c) **armazenamento de energia (medida mais importante)**.

¹⁶ Elkind, Ethan. **Energy Storage in California: How law & Policy has helped create a Market** in State of the Art of Energy Storage and Insertion of Intermittent Renewable Resources. São Paulo, Brazil, 2018. (30m). Disponível em: <<https://www.youtube.com/watch?v=xjI6SqbpYeI&t=299s>>. Acesso em: 02 jan. 2018.

2020 High Net Load Demand Curve

Load, Wind & Solar Profiles – High Load Case
Example: winter 2020

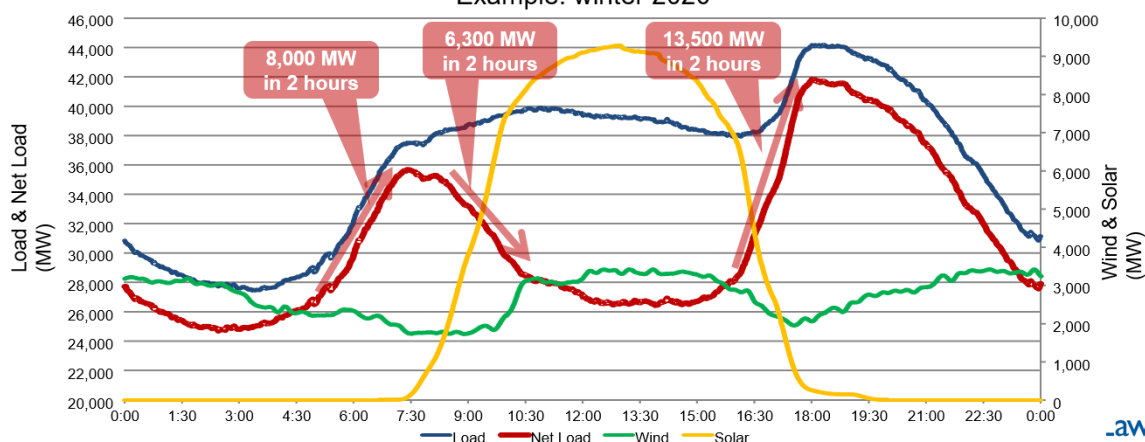


Figura 7. Curva de carga (azul), geração eólica (verde) e fotovoltaica (amarela) e curva de carga líquida descontando a geração eólica e fotovoltaica (vermelho). Inverno 2020 – Califórnia. Fonte: Elkind, 2018.

Em 2017, 93,3% da capacidade de armazenamento disponível no sistema elétrico era de usinas hidrelétricas reversíveis (4.500 MW dos 4825 MW de capacidade) e em 2016 se aprovou um ‘mandate’ para 500 MW de armazenamento de energia *behind-the-meter*. Assim, a mensagem mais importante para impulsionar o armazenamento de energia é **que é preciso explorar todos os fluxos financeiros disponíveis para impulsionar o armazenamento de energia** e estão sendo consideradas as possibilidades e oportunidades para reutilizar as baterias usadas nos veículos e com vida útil disponível para serem usadas em outros setores. O objetivo é continuar o desacoplamento entre crescimento econômico e emissões de CO₂ observado nos últimos anos.

Material complementar: ELKIND, Ethan. **Armazenamento de Energia na Califórnia: Como legislação e política pública têm ajudado a criar um mercado em crescimento**. 20 mar. 2018. Apresentação de Powerpoint. Disponível em: <http://www.iee.usp.br>. Acesso em: 30 mai. 2020.

Cynthia Guerrero ¹⁷

A experiência da Alemanha no armazenamento eletroquímico.

Brandenburg University of Technology, Hydrogen and Storage Research Center. Apresentada 19 de março de 2018 no Instituto de Energia e Ambiente (IEE), Universidade de São Paulo (USP).



O ponto de partida para entender a política energética da Alemanha é a chamada *Energiewende* (2010), ou política de transição energética, que pretende reduzir substancialmente as emissões de CO₂, fechar gradualmente as usinas nucleares, desenvolver fontes renováveis (80% da geração para 2050), modernizar as redes de transmissão e aumentar a eficiência energética. Em 2017, a capacidade instalada das tecnologias fotovoltaicas e eólicas atingiu 41,8 e 52,3 GW, respectivamente. Juntas (94,1 GW) já excedem a demanda total de eletricidade, que oscila de 40 GW a 80 GW nos períodos com maior demanda de aquecimento. Portanto, a Alemanha conta com uma expressiva experiência técnica acumulada para gerir de forma confiável e estável a integração de grandes quantidades de energia renovável nas redes. **Essa integração tem exigido grandes investimentos na rede de transmissão e soluções de armazenamento de armazenamento de energia**; neste momento as usinas hidrelétricas reversíveis dominam a capacidade instalada de armazenamento. Porém, as condições geográficas do país colocam restrições para o desenvolvimento de novas usinas hidrelétricas reversíveis e, por enquanto, as baterias de lítio são a opção tecnológica dominante (Figura 8).

¹⁷ GUERRERO, C., Kruger, P., Krautz, H., 2018. **A experiência da Alemanha no armazenamento eletroquímico.** in State of the Art of Energy Storage and Insertion of Intermittent Renewable Resources. São Paulo, Brazil, 2018. (20m46s). Disponível em: <<https://www.youtube.com/watch?v=xVhvOSbgLfM>>. Acesso em: 02 jan. 2018.

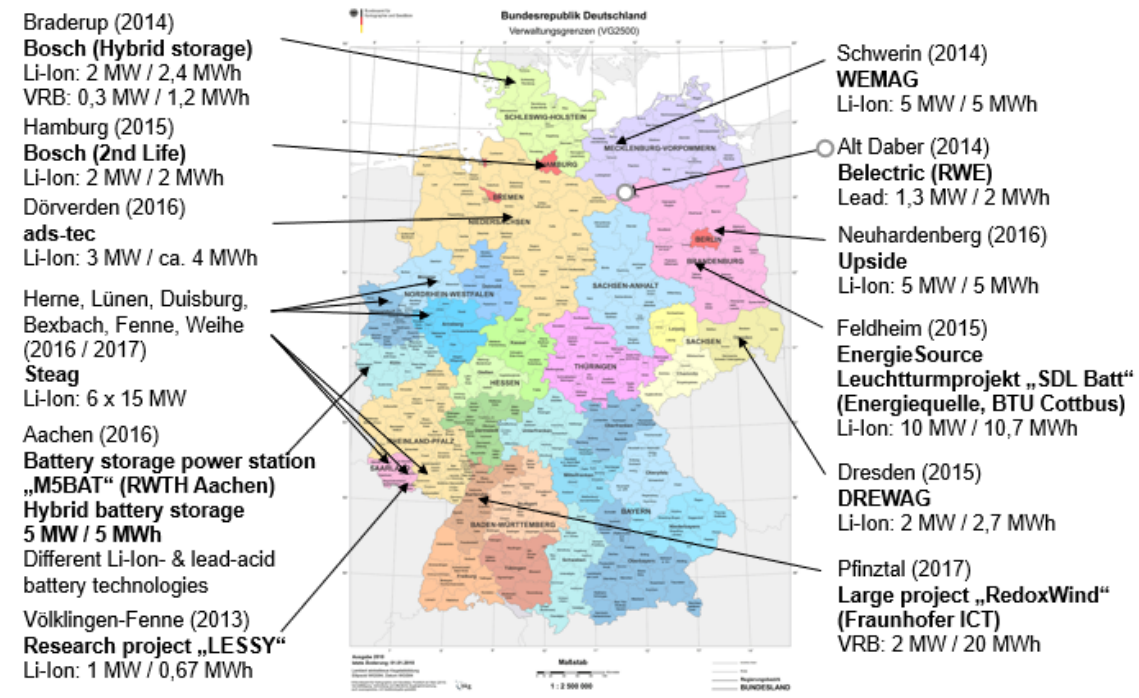


Figura 8. Armazenamento de eletricidade em baterias em grande escala na Alemanha. Fonte: apresentação de Guerrero, Kruger e Krautz, 2018.

O motivo da dominância das baterias de lítio é a elevada compatibilidade técnica entre aplicações estacionárias e aplicações para mobilidade (veículos). Isto é, precisam-se das mesmas células das baterias e dos mesmos arranjos técnicos tanto para produzir aplicações estacionárias quanto aplicações para força motriz veicular. Em suma, esta convergência tecnológica permite a produção em grande escala. No entanto, é importante lembrar que na Alemanha não manufatura a cadeia completa de produção de baterias, pois não é atrativo economicamente produzir as células na Europa, EU ou Alemanha; é **melhor, financeiramente, importar células baratas produzidas na Ásia, especialmente China, e posteriormente montá-las na Alemanha.**

A experiência da Alemanha no armazenamento eletroquímico está focada em 3 áreas: (a) armazenamento em baterias de pequena escala, em conjunto com sistemas fotovoltaicos; (b) armazenamento estacionário em grande escala, especialmente para a estabilização da tensão e a frequência nas redes elétricas; (c) veículos elétricos.

Caso (a):

A rápida implementação de **geração distribuída com sistemas fotovoltaicos e armazenamento** tem sido impulsionada por programas de empréstimos de juros baixos (2013-2018) para apoiar os proprietários de sistemas fotovoltaicos (FVs) que desejem adicionar armazenamento de até 30 kW aos seus sistemas. Isto tem tido um impacto

positivo em matéria de redução de picos de carga e alívio de redes de distribuição parcialmente sobrecarregadas, o que impacta positivamente reduzindo investimentos em transmissão e distribuição.

Caso (b): O fechamento das usinas de grande capacidade tornou-se o motor da implantação de sistemas de armazenamento em grande escala. Até 2040, aproximadamente 40 TWh terão que ser armazenados regularmente, em alguns casos ao longo de vários meses. Entre **2013 e 2017 foram concretizadas 12 usinas de armazenamento eletroquímico em grande escala na Alemanha**, a maioria usando baterias de lítio e, em menor medida, sistemas híbridos. Quatro experiências foram apresentadas pela palestrante. A primeira foi a primeira usina certificada na Europa como fornecedora de serviços ancilares, da empresa *Belectric* (sistema de armazenamento com energia solar em baterias de chumbo ácido com capacidade instalada de 1,3 MW). A segunda é a do grupo de energia *Steag* em 2016/2017, com seis sistemas de armazenamento com baterias com uma potência total de 90 MW. Este projeto pretende substituir o controle das usinas de energia convencionais e fornecer energia de controle mais flexível. O financiamento do projeto foi de 100 milhões de euros. A terceira experiência foi o projeto de baterias de *Energiequelle* (10 MW), na aldeia autônoma de Feldheim, visando fornecer energia de controle primário e fornecer serviços de regulação de frequência, assim como ajudar na integração de mais energia eólica na rede. A quarta experiência é uma usina em Chemnitz de 10 MW de baterias de lítio, que também permitirá fornecer controle primário de energia.

Caso (c): As emissões de gases de efeito estufa na Alemanha totalizam aproximadamente 900 milhões de toneladas de CO₂. **O setor de transporte** representa 150 milhões de toneladas de CO₂ das quais 85 milhões são atribuídas ao transporte privado. Alemanha é apenas o oitavo país do mundo em estoque de **veículos elétricos**. Isto se deve ao fato de que existe uma poderosa indústria veicular tradicional (Volkswagen, BMW, Mercedes Benz) no país e uma consolidada indústria de produção de biodiesel, que estabelecem concorrência com a indústria da mobilidade elétrica. Além disso, a infraestrutura para carga de baterias ainda não é suficientemente desenvolvida em toda a Europa.

Finalmente e como comentário final, outros projetos de P&D vêm sendo desenvolvidos, especialmente para estudar o envelhecimento da bateria e o desempenho dos componentes dos sistemas.

Material complementar: GUERRERO, Cynthia KRÜGER, Perco KRAUTZ, Hans Joachim. **A experiência alemã com a introdução do armazenamento eletroquímico na matriz energética: transição energética, projetos-piloto e legislação.** 19 mar. 2018. Apresentação de Powerpoint. Disponível em: <http://www.iee.usp.br>. Acesso em: 30 mai. 2020.

Cynthia Guerrero ¹⁸

A experiência da Alemanha no armazenamento de Energia por meio de Hidrogênio.

Brandenburg University of Technology, Hydrogen and Storage Research Center.
Apresentada 20 de março de 2018 no Instituto de Energia e Ambiente (IEE), Universidade de São Paulo (USP).



É também necessário contar com tecnologias para armazenamento de energia de longo prazo. Portanto, o **armazenamento de energia por meio de hidrogênio é um componente importante na política energética alemã porque é possível armazenar expressivas quantidades de energia por longos períodos de tempo (meses) sem perdas**. Por exemplo, a energia produzida e excedente fotovoltaica no verão pode ser armazenada e utilizada nos períodos de inverno. Adicionalmente, o hidrogênio pode ser utilizado como combustível de baixa emissão de CO₂ para produzir eletricidade, calor, cogeração, para combustível veicular e em diversas aplicações industriais, especialmente da indústria química.

Há três tipos de tecnologias principais para produzir hidrogênio: (1) eletrólise alcalina; (2) eletrólise a membrana polimérica (PEM); (3) eletrólise à alta temperatura. A eletrólise alcalina (40-90 °C) é uma tecnologia consolidada de longa data e disponível no mercado, enquanto a eletrólise a membrana polimérica (PEM) (20-100 °C) já está disponível no mercado com custos próximos em relação à opção alcalina, um *design* mais compacto, maior capacidade de carga parcial e maior flexibilidade na operação. Entretanto, ainda não têm sido estudados aspectos tecnológicos relativos ao envelhecimento e degradação do *stack* ao longo do tempo. Já a eletrólise à alta temperatura (700-1000 °C) encontra-se apenas no estágio tecnológico de pesquisa e desenvolvimento (Figura 9). Em termos de custos, o *stack* é sempre o componente mais caro dos custos (57% dos custos na instalação para eletrólise alcalina e 46% na eletrólise PEM), seguido pelos custos ligados à **fonte de**

¹⁸ GUERRERO, C., Kruger, P., Krautz, H., 2018. **A experiência da Alemanha no armazenamento de Energia por meio de Hidrogênio** in State of the Art of Energy Storage and Insertion of Intermittent Renewable Resources. São Paulo, Brazil, 2018. (26m34s). Disponível em: <<https://www.youtube.com/watch?v=EbX1NGA1xZU&t=67s>>. Acesso em: 02 jan. 2018.

alimentação e sistemas auxiliares; em conjunto estes três componentes representam entre o 80%-90% dos custos de instalação.

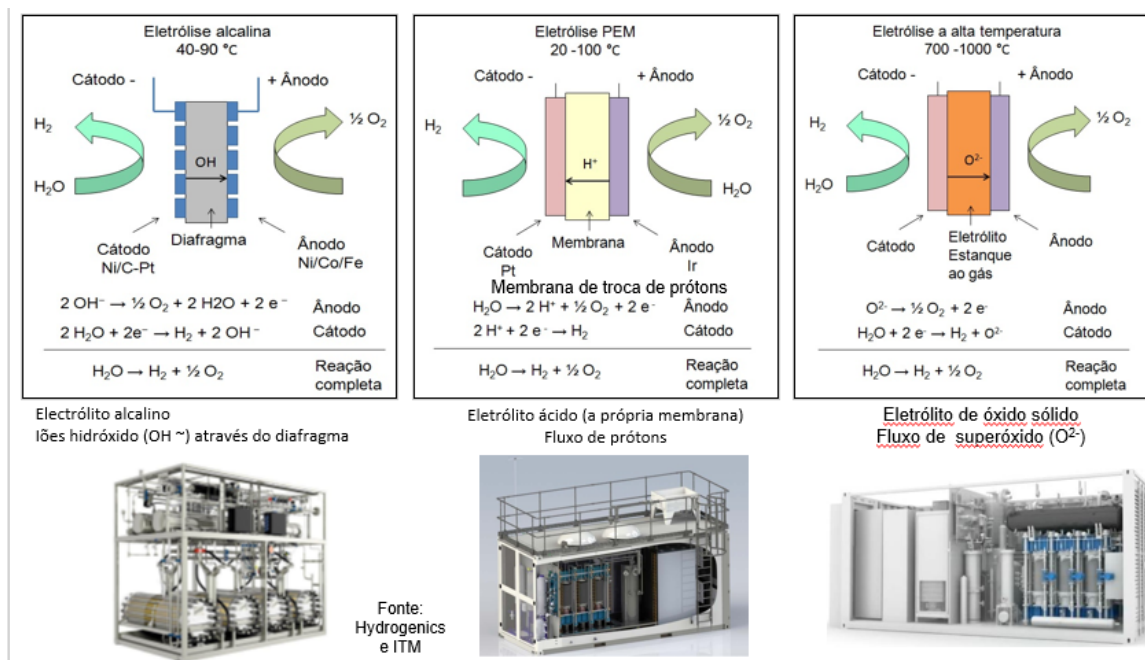


Figura 9. Estado da arte da tecnologia para eletrólise (alcalina, PEM e a alta temperatura).
Fonte: Guerrero, Fischer e Krautz, 2018.

Assim, há um debate científico em aberto quanto a qual tecnologia terminará se impondo no futuro e em que aplicações específicas. **Por enquanto, a tecnologia alcalina é bem mais conhecida e com custos relativamente menores, o que permite concluir que atualmente é a tecnologia dominante**¹⁹.

Na Alemanha, vários sistemas piloto e de demonstração estão em operação ou planejamento.

- O centro de pesquisa de hidrogênio e armazenamento da Brandenburg University of Technology Cottbus- Senftenberg é um deles, trabalhando na integração de energias regenerativas, em protótipos de célula de eletrólise e com a planta piloto para a integração de energias renováveis e armazenamento de energia.
- O projeto WESPe para armazenamento de energia eólica e pesquisa de armazenamento geológico de hidrogênio. Isto é, em vez de armazenar hidrogênio em tanques, armazenar em aquíferos, campos de gás exauridos ou cavernas de sal.

¹⁹ Vale lembrar que há poucas empresas comercializando equipamentos envolvendo eletrólise e células à combustível no mundo. Algumas delas são a *Hydrogenics* (Canadá), a *McPhy Energy S.A.* (França) e a *Hytron* (Brasil).

- O aeroporto de Berlim conta com um sistema de hidrogênio: eletrólise + armazenamento em estado sólido (2014) desenvolvido pela empresa francesa *McPhy*. Tem uma estação de reabastecimento de combustível operada pela TOTAL.
- Outro projeto importante encontra-se na região de Uckermark. É uma usina híbrida que gera energia eólica tanto para injetar na rede interligada nacional ou em caso de excedente de eletricidade ou incapacidade de injetar na rede, alimentar um eletrolisador de 500 kW que permite a produção de 120 Nm³/h de hidrogênio. O hidrogênio passa a ser armazenado em um tanque e posteriormente pode ser transportado para um posto de distribuição de combustível veicular ou ser injetado no sistema nacional de gasoduto²⁰. É importante dizer que o projeto também conta com uma usina de biogás que também injeta no gasoduto. Posteriormente, a mistura de gases é utilizada para produzir eletricidade e calor em uma usina com cogeração com potência elétrica de 350 kW e potência térmica de 340 kW: a eletricidade é injetada na rede e o calor é usado para condicionamento ambiental distrital. Já que há factibilidade técnica da usina híbrida, a discussão atual é sobre a evolução do marco regulatório.
- O projeto *Energiepark* em Mainz, com tecnologia PEM, construído para produzir gás usando eletricidade, com uma potência para eletrólise de 3 x 1,3 MW e alimentação direta de hidrogênio nos gasodutos de distribuição (0,7-0,9 bar) e de transmissão (50-60 bar).
- O projeto Audi e-Gas (produzir gás usando eletricidade), eletrólise alcalina de 6 MW para metanização com CO₂ de uma planta de biogás.

Todos esses projetos têm sido apoiados pelo governo, especialmente pela agência alemã de energia. Outro ponto importante é que a densa rede de gasodutos alemã favorece a implantação desses projetos. A palestrante sugere que a cidade de São Paulo compartilha características com a rede alemã e que a **introdução de hidrogênio poderia reduzir a dependência de gás natural importado da Bolívia**. Naturalmente, haveria um processo de **mudança na regulação**. Por outro lado, na Alemanha está sendo avaliada a possibilidade de armazenamento geológico do hidrogênio. Neste sentido, **uma possibilidade no Brasil seria a Amazônia, visando substituir o diesel usado para atender os sistemas isolados**.

Em termos de prospectiva, os custos de investimento da tecnologia de hidrogênio vêm se reduzindo e dependem de forma inversa do aumento do tamanho da planta. Segundo a palestrante, a lucratividade da tecnologia “Power-to-Gas” dependerá principalmente dos custos da energia elétrica. Assim, **os excedentes de energia renováveis que não podem ser injetados na rede podem ser usados para produzir hidrogênio**. Em termos de eficiência,

²⁰ De acordo com a legislação alemã, pode ser injetado hidrogênio em até 2% do total de gás natural no gasoduto nacional.

a eficiência da cadeia depende de qual é a aplicação tecnológica. De forma geral, a produção de hidrogênio para produzir novamente eletricidade com turbinas à gás é a menos eficiente das aplicações.

Finalmente, ambas as tecnologias (alcalina e PEM) estão em processo de contínua pesquisa para o aprimoramento das tecnologias visando acelerar sua introdução na matriz elétrica. **O governo alemão continuará investindo expressivas quantidades de recursos no hidrogênio.**

Material complementar: GUERRERO, Cynthia ULRICH, Fischer KRAUTZ, Hans Joachim. **A experiência alemã com a introdução do armazenamento por meio do hidrogênio na matriz energética: transição energética, projetos-piloto e legislação.** 19 mar. 2018. Apresentação de Powerpoint. Disponível em: <http://www.iee.usp.br>. Acesso em: 30 mai. 2020.

Herwing Borja ²¹

Avanços da industrialização do lítio na Bolívia.

Yacimientos de lítio bolivianos. Empresa Pública Nacional Estratégica. Apresentada 19 de março de 2018 no Instituto de Energia e Ambiente (IEE) da Universidade de São Paulo (USP).



O Estado Plurinacional da Bolívia tem na parte sudoeste do seu território (departamentos de Potosí e Ouro) o Salar de Uyuni, o maior e mais alto deserto do sal do Mundo. Assim, Bolívia conta na salmoura do Salar de Uyuni, com as **maiores reservas de lítio do planeta**. Em **2008** o governo boliviano criou a Empresa Pública Nacional Estratégica ***Yacimientos de Lítio Bolivianos***, que tem como objetivo fundamental formar a cadeia de industrialização do lítio boliviano. O processo consiste em extrair da salmoura o carbonato de lítio, processar e sintetizar o carbonato de lítio em material catódico e usá-lo na produção de baterias.

Três fases foram concebidas para atingir esse objetivo (I) construção de plantas pilotos; (II) construção de uma planta industrial para produzir 30.000 toneladas/ano de carbonato de lítio (Li_2CO_3); (III) industrialização de derivados do lítio com alto valor agregado, principalmente baterias, com esta industrialização acompanhada da criação de um centro de pesquisa (Figura 10).

²¹ BORJA, H. 2018. **Avanços da industrialização do lítio na Bolívia**. in State of the Art of Energy Storage and Insertion of Intermittent Renewable Resources. São Paulo, Brazil, 2018. (29m40s). Disponível em: <<https://www.youtube.com/watch?v=ADVzmk3ThR4&t=88s>>. Acesso em: 02 jan. 2018.



Figura 10. Fases da industrialização dos recursos evaporíticos da Bolívia. Fonte: Borja, 2018.

Atualmente, a produção de baterias em escala piloto está sendo aplicada em 4 atividades:

- Sistemas de iluminação residencial para famílias sem acesso à energia elétrica.
- Sistemas de iluminação das plantas pilotos.
- Baterias para serem utilizadas para iluminação das atividades dos mineiros; reduzindo o uso da bateria de chumbo-ácido com uma massa aproximada de 15 kg para baterias de lítio com uma massa de 1,5 kg e com maior tempo de autonomia.
- Veículo de transporte de carga de $\leq 1,5$ toneladas, usado nas plantas pilotos.

Desta forma, **a cadeia piloto de industrialização do lítio foi sendo completada em um período de 10 anos na Bolívia**. As baterias funcionam e a próxima etapa é atingir uma escala industrial e avaliar novas aplicações. No mundo, nenhuma empresa está presente em toda a cadeia de industrialização (extração, síntese, montagem de baterias). Portanto, continua sendo um projeto ambicioso, porém, promissor. Sobre a mobilidade elétrica, há uma aproximação preliminar com a Costa Rica e o Equador (que tem projetos de lei para mobilidade elétrica no transporte público) para potencialmente usar as baterias produzidas na Bolívia. É necessário estabelecer alianças com os países e complementar capacidades técnicas-tecnológicas para solucionar esta problemática regional.

Material complementar: BORJA, Herwing. **Avanços da industrialização do lítio na Bolívia**. 19 mar. 2018. Apresentação de Powerpoint. Disponível em: <http://www.iee.usp.br>. Acesso em: 30 mai. 2020.

Gabriel Konzen²²

Planning for a new energy era.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Analista de Pesquisa Energética. Apresentada 19 de março de 2018 no Instituto de Energia e Ambiente (IEE), Universidade de São Paulo (USP).



A realização do planejamento de uma nova era energética para o Brasil dependerá de uma estratégia diferente da utilizada no passado, em que grandes hidrelétricas com reservatórios foram construídas para atender a demanda por eletricidade a um baixo custo operacional. O planejamento da expansão do setor elétrico se depara com um novo cenário em que a capacidade máxima de armazenamento de energia em relação à demanda reduziu ao longo dos últimos 15 anos. Ademais, se fazem presentes possíveis alterações na hidrologia do país e no perfil da carga. Assim, o desenvolvimento de novos empreendimentos de geração para atender o crescimento da carga na próxima década será embasado principalmente pela exploração de outras fontes energéticas como a solar e a eólica, cujos potenciais de disponibilidade são expressivos no Brasil. Existe, ainda, uma tendência decrescente nos custos das tecnologias para exploração destes dois recursos, que já vem promovendo um bom desempenho destas fontes nos leilões de energia.

Com o aumento em participação de fontes renováveis com variabilidade, o planejamento do setor elétrico deve caminhar na direção do ganho de flexibilidade, de maneira a possibilitar o atendimento dos picos de carga e a variação na demanda de curto prazo. Nesse sentido, as fontes de geração genericamente denominadas de *peakers* (armazenamento por baterias, geração por hidrelétricas reversíveis ou por termelétricas a gás natural) terão participação crescente em termos de potência instalada na matriz elétrica brasileira. Tais fontes serão dedicadas ao atendimento à ponta e demandarão, até o ano de 2026, mais investimentos do que solar, eólica, biomassa e hídrica. Dentro deste panorama, faz sentido aumentar a capacidade de geração térmica para operar na base e aprimorar a gestão das hidrelétricas

²² KONZEN, Gabriel. **Planning for a new energy era** in State of the Art of Energy Storage and Insertion of Intermittent Renewable Resources. São Paulo, Brazil, 2018. (29m40s). Disponível em: < <https://youtu.be/oHPJftgoQCA>>. Acesso em: 02 jan. 2018.

para atender às variações de carga ao longo do dia com mais flexibilidade. Um outro ponto é aperfeiçoar os modelos de previsão de geração pelas fontes eólica e solar. A EPE já vem conseguindo bons resultados para a fonte eólica em função da coleta de dados anemométricos instalados nos parques eólicos desde 2011. De mesma forma, a fonte solar merece estudos similares para que, por fim, se busque um despacho mais eficiente de ambas fontes, fazendo com que o efeito da intermitência seja mais bem gerido. Também contribui para tal fato o efeito portfólio, em que um conjunto cada vez maior em número de parques geradores eólicos e solares se traduz em uma suavização da variabilidade de curto prazo.

No âmbito de armazenamento como estratégia complementar com vistas para ganhos de flexibilidade de atendimento de ponta, algumas iniciativas estão ocorrendo no Brasil, pautadas pela redução dos preços de baterias de íons de lítio que atingiram patamares cada vez menores: -73% de 2010 até 2016. Em conjunto com a geração fotovoltaica, as baterias tornam-se alternativas competitivas às demais fontes em larga escala de geração (Figura 11). Para pequenas escalas de geração, baterias tornam-se atrativas para o consumidor, mesmo a nível individual, possibilitando inclusive a desconexão da rede elétrica nacional.

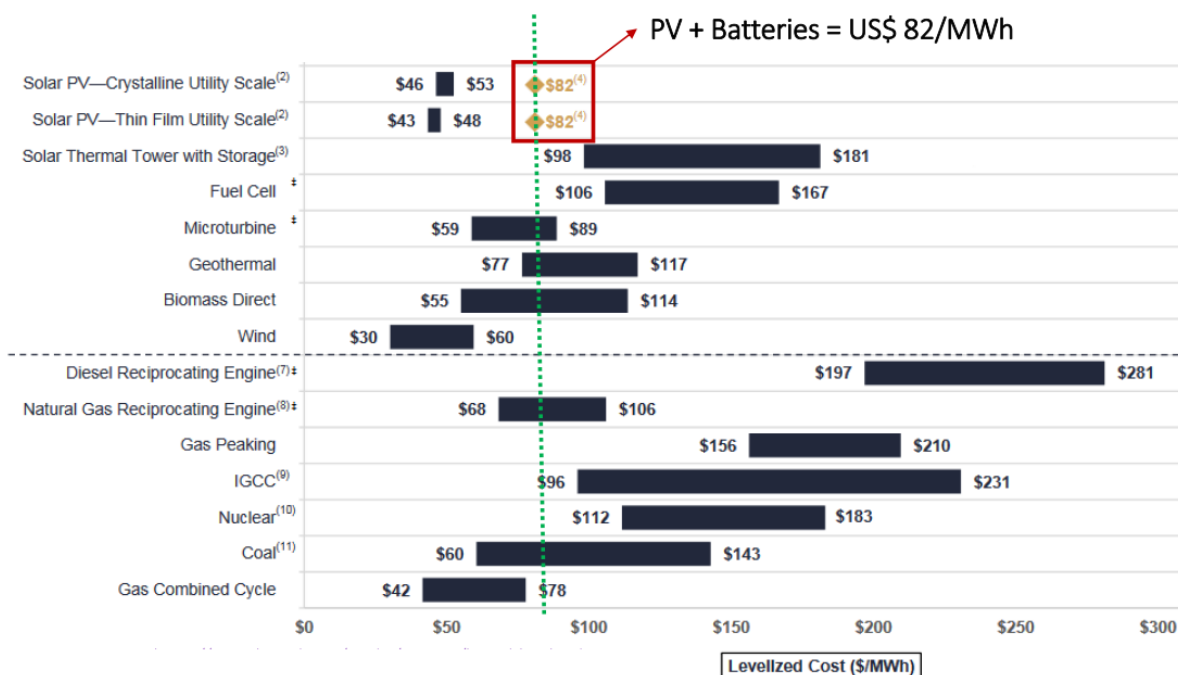


Figura 11. Levelized Cost of Electricity. Fonte: Lazard, 2017.

Diante deste cenário com diversidade de opções para se realizar o planejamento do setor elétrico brasileiro, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) trabalha para aprimorar os seus modelos mediante uso de dados com melhor resolução horária, melhor integração entre os estudos de geração e transmissão, redução das incertezas de representação das fontes renováveis e com melhor detalhamento da operação. O objetivo é desenvolver estudos sobre

a expansão do sistema que abarque análises de sensibilidade a vários fatores e avaliações de impacto das diferentes fontes em condições de isonomia (sem distorções de mercado), criando instrumentos informacionais que subsidiem a tomada de decisão sobre políticas e quadros regulatórios do setor elétrico.

Resultado do trabalho da EPE é o envio de um projeto de lei ao governo que advoga pela modernização do quadro regulatório do setor elétrico. Envolve propostas como o uso de preços de eletricidade em base horária ao invés de base semanal, a contratação que considera lastro (capacidade) e energia de maneiras distintas, um mecanismo de formação de preços por oferta e não por custo, aumento do acesso ao mercado livre de energia e inclusão de sinais locacionais no uso do sistema de transmissão e de distribuição.

Material complementar: KONZEN, Gabriel. **Planejando uma nova era da energia**. 19 mar. 2018. Apresentação de Powerpoint. Disponível em: <http://www.iee.usp.br>. Acesso em: 30 mai. 2020.

Ângela Barbosa Greenhalgh²³

Visão do Operador sobre o papel do armazenamento de energia no Sistema Interligado Nacional.

Operador Nacional do Sistema (ONS). Gerência de estratégia e inovação. Apresentada 20 de março de 2018 no Instituto de Energia e Ambiente (IEE), Universidade de São Paulo (USP).



O Sistema Interligado Nacional (SIN) configura uma ampla rede de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica que cobre quase todo o território brasileiro. A fonte hídrica é predominantemente responsável pela geração de toda a energia que percorre pelo SIN e é produzida por diferentes tipos de usinas hidrelétricas (com reservatório, a fio d'água e de bombeamento) pertencentes a múltiplos proprietários, causando uma interdependência entre usinas e bacias para produção que constitui a base para a coordenação centralizada da operação do SIN. Tal coordenação é realizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), instituição criada em 1998 que é regulamentada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) cuja missão é operar o SIN de forma integrada, garantindo a segurança, a continuidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica no Brasil. Atua sobre as redes de geração e de transmissão até os pontos de conexão da rede básica e a rede de distribuição, mas não opera sobre este último.

As fontes energéticas que alimentam a geração de energia no SIN tiveram suas capacidades instaladas expandidas, de 2007 a 2017, em diferentes proporções, devendo chegar a 2022 com maior participação tanto da fonte eólica quanto solar. Isto ocorre em detrimento da

²³ GREENHALGH, Ângela. **Visão do Operador sobre o papel do armazenamento de energia no Sistema Interligado Nacional** in State of the Art of Energy Storage and Insertion of Intermittent Renewable Resources. São Paulo, Brazil, 2018. (28m15s). Disponível em: <<https://youtu.be/6YpEg9DE91Y>>. Acesso em: 20 mai. 2020.

fonte hídrica, que, em função de restrições ambientais e regionais, não teve e nem terá expansão relativa significativa em sua capacidade instalada. A geração eólica expandiu principalmente nas regiões nordeste e sul do país, sendo que na primeira há uma característica sazonal, com geração mensal variando durante o ciclo anual e maiores valores de geração ocorrendo no 2º semestre do ano, coincidindo com o período seco dos rios e bacias. Assim, o potencial de previsibilidade anual e mensal da geração eólica pode permitir a redução da necessidade por geração térmica e hídrica. Em contrapartida, durante o dia há uma grande variabilidade da geração eólica como fonte de potência na região nordeste (Figura 12), onde o mínimo e máximo de geração podem ocorrer a qualquer momento do dia. Por conseguinte, dificuldades operativas no sistema elétrico serão enfrentadas, com grande variação de fluxo nas interligações entre os subsistemas do SIN – o que requer medidas estruturais e operacionais como a alocação de folga e reserva de geração para suprir a alta variabilidade de curto prazo.

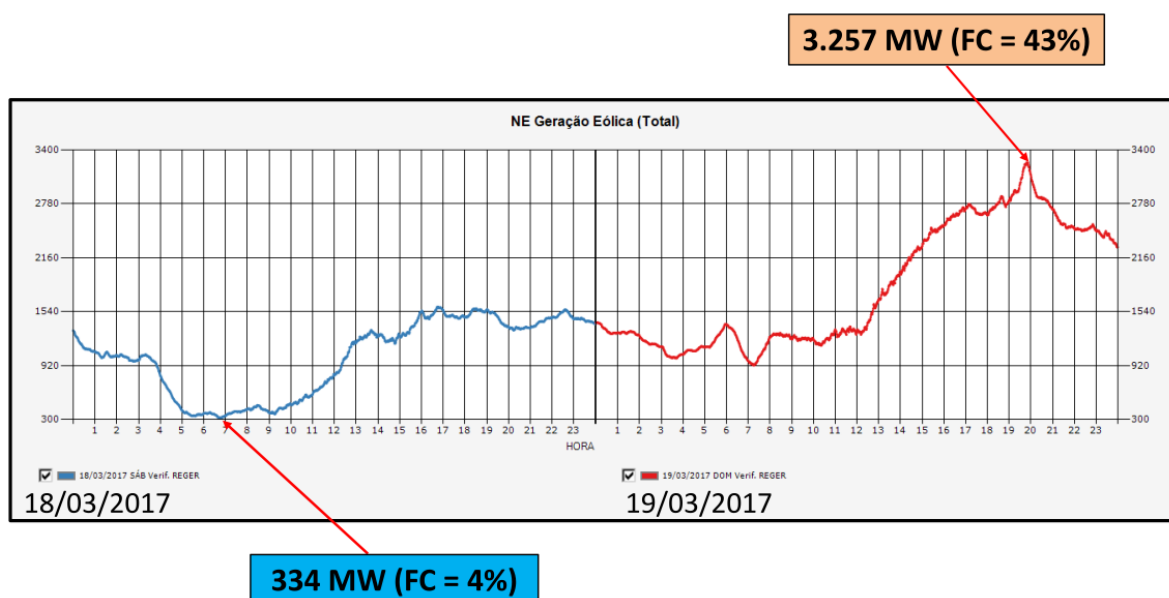


Figura 12. Variação da geração pela fonte eólica no Nordeste do Brasil em dois dias consecutivos

Como consequências imediatas e estratégicas que visam conferir flexibilidade e adaptabilidade ao SIN, o ONS busca o aperfeiçoamento das ferramentas tradicionais usadas no planejamento e operação dos sistemas elétricos; o aprimoramento dos procedimentos e requisitos para conexão da fonte eólica ao sistema e a melhoria dos métodos para previsão de recursos eólicos. Complementarmente, reconhece-se que tecnologias de armazenamento podem minimizar dificuldades operativas e promover flexibilidade para dar suporte à integração das fontes renováveis, permitindo balancear a geração centralizada e distribuída e contribuir para a segurança energética. De maneira geral, o uso de baterias em sistemas de distribuição pode prestar serviços ancilares (regulação de tensão e frequência, qualidade de

energia, reserva girante, minimização de oscilações no sistema); balancear e firmar energia gerada por fontes intermitentes como a eólica e solar; deslocar a demanda para maximizar as fontes renováveis e aliviar a rede de distribuição; promover a resiliência da rede em situações de blackout e funcionar como uma planta de geração para despacho centralizado se a instalação contemplar um grande banco de baterias. Assim, em termos de localização no sistema, baterias podem estar alocadas próximas à carga (na rede de distribuição) ou ao gerador (na rede de transmissão – podendo aproveitar, por exemplo, excedente de energia nos momentos de maior vertimento).

Caminhando na direção de investimento em adaptabilidade e flexibilidade, o ONS realizou recentemente um *roadmapping* com técnicos para avaliar a natureza e o horizonte desses desafios identificados, de maneira a se preparar tecnicamente para os possíveis impactos futuros, e o uso de tecnologias de armazenamento estava contemplado. Ademais, o ONS participou de um projeto piloto no sistema isolado do estado de Roraima que buscava estudar alternativas de soluções que pudessem garantir a sua segurança eletroenergética, onde foi constatado que o armazenamento por meio de baterias para evitar *blackouts* mostrou-se tecnicamente viável.

Material complementar: GREENHALGH, Ângela. **Visão do Operador sobre o papel do Armazenamento de Energia no Sistema Interligado Nacional**. 20 mar. 2018.

Apresentação de Powerpoint. Disponível em: <http://www.iee.usp.br>. Acesso em: 30 mai. 2020.