



**Grupo de Estudo de Comercialização, Economia e Regulação do Mercado de Energia Elétrica - GCR**

**MODELOS DE MERCADO PARA A INTEGRAÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO E FORMAS DE REMUNERAÇÃO.**

**BRUNO BERNHARDT (1); MARTHA ROSA MARTINS CARVALHO (1); LUIZ AUGUSTO BARROSO (1)  
PSR SOLUÇÕES E CONSULTORIA EM ENERGIA LTDA. (1)**

**RESUMO**

A crescente entrada de geração variável nos sistemas elétricos do mundo, aumenta a necessidade de armazenamento de energia (SAE). Assim, a adaptação da regulação para permitir sua implementação em grande escala e criação de novos modelos de mercados se tornaram um fator chave em mercados internacionais. Este trabalho objetiva apresentar uma visão geral econômica sobre os SAE incluindo a sua adoção internacional. Percebe-se que o principal caminho adotado engloba a remoção de barreiras para a participação dos SAE nos mercados de eletricidade, aperfeiçoamento dos preços no atacado e definição de serviços que alinhem os interesses sistêmicos com a capacidade dos SAE de fornecê-los.

**PALAVRAS-CHAVE**

Sistemas de armazenamento de energia, modelos de mercados, mercado de energia, mercado de confiabilidade, mercado de serviços ancilares.

**1.0 INTRODUÇÃO**

As matrizes elétricas mundiais vêm sendo transformados ao longo dos anos principalmente em função do avanço tecnológico e diminuição dos custos de equipamentos. De forma maciça, a expansão das fontes renováveis não convencionais, seja como geração centralizada ou distribuída, incorporou variabilidade e intermitência na operação dos sistemas. Esse panorama associado à alteração no perfil de consumo, trazem uma variedade de fluxos de potência para o sistema desde a rede de transmissão de alta tensão até o ponto de consumo final. Com essa dinâmica, os sistemas elétricos começaram a demandar mais flexibilidade operativa do sistema para gerenciar a rápida oscilação dos cenários de geração e demanda com a garantia da confiabilidade sistêmica.

A prestação de serviços de flexibilidade pode ser fornecida por geradores, sistemas de transmissão e Recursos Distribuídos, que possuam característica de controlabilidade, possibilidade de resposta rápida para alteração das curvas de carga, controle dos parâmetros de estabilidade da rede, controlabilidade e qualidade das redes elétricas, e variabilidade da geração. Os equipamentos de armazenamento físico de energia possuem atributos operativos para a prestação desses serviços de flexibilidade. Além dessa possibilidade, os Sistemas de Armazenamento apresentam uma variedade de serviços que nos mercados internacionais já participam dos mercados de energia, capacidade, serviços ancilares e oferta de flexibilidade.

No Brasil, o sistema hidroelétrico existente historicamente oferece uma significativa capacidade de armazenamento como fornecimento de flexibilidade. No entanto, restrições de transmissão difíceis de serem aliviadas, a diminuição da expansão do sistema de geração com recursos hidroelétrico com reservatório juntamente com o aumento da demanda, e por consequência a diminuição da regulação do sistema e o avanço tecnológico do armazenamento físico de energia criam espaço de mercado para a implementação de novos equipamentos para o fornecimento de flexibilidade no atacado.

Existem várias possibilidades de utilização dos sistemas de armazenamento nos sistemas elétricos, tais como (i) Integração de diferentes fontes de geração de energia intermitentes, (ii) Geração de energia elétrica próximo ao consumidor, (iii) acesso à energia elétrica em regiões não conectadas à rede e (iv) aumento da estabilidade, flexibilidade, confiabilidade e resiliência da rede de energia elétrica, com a inserção e incremento do uso de fontes renováveis.

Todos esses serviços são historicamente demandados em muitos países e mais recentemente vêm sendo comercializados através de mercados. Para a atuação plena desses equipamentos nos mercados é necessário que os modelos regulatórios evoluam, com a retirada das barreiras para a sua participação nestes ambientes negociais. Por exemplo, o enquadramento regulatório do armazenamento como gerador, consumidor, comercializador ou mesmo ativo de transmissão tem sido um debate ativo em muitos países, cuja definição é fundamental para a criação de modelos de negócios sustentáveis e definir o ambiente onde o recurso competirá para o fornecimento de um serviço definido.

Neste contexto, este trabalho tem como objetivo apresentar uma visão geral técnica e econômica sobre as tecnologias de armazenamento incluindo a sua adoção internacional. Para isso, aborda as definições tecnológicas,

descreve os tipos de serviços prestados, discute a utilização das tecnologias de armazenamento internacionalmente e os modelos de negócio existentes.

## 2.0 TECNOLOGIAS DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

As tecnologias de armazenamento de energia podem ser categorizadas de acordo com o tipo de processo físico de armazenamento, seja térmico, elétrico, mecânico, eletroquímico ou químico, conforme mostrado na Tabela 1.

Tabela 1 - Tecnologias de armazenamento por tipo de processo

Armazenamento Térmico	Armazenamento Elétrico	Armazenamento Mecânico	Armazenamento Eletroquímico	Armazenamento Químico
Sal Fundido	Supercapacitores	Usinas Reversíveis	Íon de Lítio	Hidrogênio
	Energia magnética em supercondutores	<i>Flywheel</i>	Chumbo ácido	Gás natural sintético
		Ar comprimido	Fluxo Redox	
			Sulfeto de sódio	

Dentre essas tecnologias, a mais utilizada e com maior grau de maturidade é a usina hidroelétrica reversível (UHR), somando um total de mais de 160 GW de capacidade instalada no mundo [1]. De acordo com o banco de dados do DOE (*Department of Energy - EUA*) [2], a China soma a esse número novos 10 GW a cada década desde o ano 2000, enquanto Europa e Estados Unidos reduziram a taxa de crescimento a partir dos anos 1990 com um total, atualmente, de cerca de 22GW nos EUA e 47GW na Europa [2]. Além disso, a tecnologia com maior crescimento atualmente é a bateria de íon de Lítio. Na China essas baterias tiveram um acréscimo de potência instalada de 170% em 2018 [4] e globalmente elas atingiram a marca de cerca de 13GW ao final de 2020 [4]. Os EUA apresentaram ao final de 2019 uma capacidade adicional de 1424 MW de baterias [5] e o mesmo crescimento é visto na Europa, liderada pelo Reino Unido e Alemanha [2]. A IEA (*International Energy Agency*) [3] estima que em 2030 esse SAE atingirá um total de 100 GW instalado pelo mundo e 200 GW até 2040 para cumprir a agenda de descarbonização. Desta forma, para absorver essa nova capacidade de armazenamento, os mercados internacionais vêm buscando adaptar suas regulações e criar produtos e serviços para permitir a melhor exploração desses novos ativos.

## 3.0 SERVIÇOS PRESTADOS PARA O SISTEMA

O acionamento da injeção de potência de diferentes tecnologias de armazenamento varia de milissegundos a horas, resultando em aplicações que abrangem toda a cadeia de funcionamento do sistema elétrico: da operação ao planejamento. Por esta razão, os serviços prestados pelos SAE podem ser agrupados em: (i) Balanço de geração e demanda de curto e longo prazo e horizonte diário; (ii) Serviços para a rede de transporte de energia; e (iii) Serviços de resiliência e autonomia.

A figura a seguir exemplifica a classificação dos serviços prestados pelos SAE de forma temporal e como eles podem ser inseridos nos sistemas, por exemplo através da permissão de participação nos mercados, mercados híbridos ou outra forma de contratação.

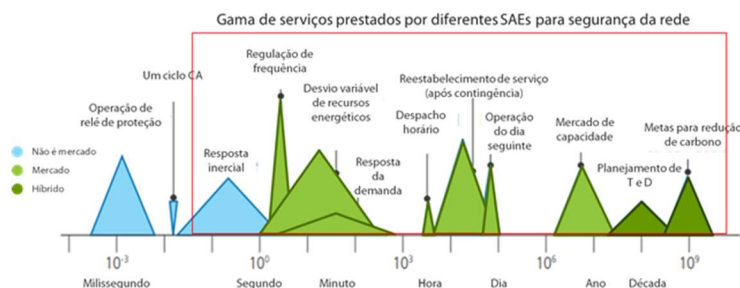


Figura 1 - Serviços prestados por SAE para segurança da rede. Fonte: Adaptado de [6]

A forma de contratação dos SAE também é uma questão regulatória em discussão. A participação dos SAE nos mercados de energia, capacidade e serviços ancilares ou sua contratação de forma compulsória depende do desenho dos mercados, do serviço prestado e da localização geográfica. Os serviços no horizonte de segundos, passando pela operação do dia seguinte e chegando até a prestação de serviço de capacidade, são usualmente contratados através dos mercados ancilares, de geração e de capacidade, respectivamente. Por fim, os serviços que

impactam o planejamento de redes de transporte e/ou atendem metas de política energética como a redução da emissão de carbono, podem ser contratados por mercados híbridos.

Na seção a seguir serão apresentados os mercados internacionais que os SAE atualmente participam.

#### 4.0 MODELOS DE NEGÓCIOS – EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

##### 4.1 Serviços Ancilares

###### 4.1.1 PJM (Estados Unidos)

No mercado de energia PJM (*Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection*) desde 2018 os SAE, especificamente as baterias podem participar dos mercados de reserva de capacidade, energia e serviço ancilar dada as diretivas estabelecidas pela FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*) [8]. Os SAE podem participar desses três mercados, porém como a operação dos mercados deriva de ofertas, os sistemas de armazenamento de energia não podem prestar dois serviços no mesmo instante de tempo. O mercado de serviços ancilares do PJM é dividido em serviços de regulação e de reserva. A reserva é definida como a capacidade adicional de geração acima da carga esperada que visa proteger o sistema elétrico da ocorrência de incertezas devidas a eventos futuros de operação, como falha de unidades geradoras ou erros na previsão da carga [7]. O serviço de regulação tende a atender as flutuações entre a geração e demanda que possam alterar a frequência do sistema. Para a aquisição de serviços de regulação, os geradores fazem ofertas de capacidade de regulação e desempenho. Para a inserção das baterias no mercado foi feita uma adequação dele: A oferta das baterias é diferente dos geradores comuns, levando em consideração o tempo de resposta curto delas, conforme será mostrado a frente. Já o mercado de reserva é dividido entre capacidade de reserva síncrona e não síncrona, que também são ofertadas pelos respectivos geradores. O sistema de otimização de serviços ancilares co-otimiza os dados de reserva e energia para fornecer um custo marginal locacional, preços de compensação do mercado de reserva síncrona e não síncrona e preço de compensação para regulação, em uma base de 5 minutos, que originam preço final do serviço para cada ativo. O PJM calcula custos marginais locacionais, custos de compensação de regulação e de reserva baseado na última solução de despacho aprovada, referido como caso de referência.

O algoritmo utilizado é um programa de otimização incremental linear, formulado para otimizar conjuntamente o preço de energia e reservas, minimizando a função de custo que inclui valor de energia e reservas, sujeita às restrições de balanço de energia e demanda, aos limites MW de reserva primária e síncronas e restrições de transmissão.

##### Mercado de regulação

No mercado de regulação de frequência do PJM, os participantes devem fazer ofertas específicas para capacidade de regulação (*Regulation Capacity – C* e *Regulation Mileage – M*) e desempenho (*Performance factor –  $\rho$* ). Com essas informações e as ofertas de energia do sistema o PJM calcula perfil de despacho ótimo e os LMPs.

Com o perfil de despacho e os LMPs estimados, é gerado um custo de oportunidade que é ajustado por uma pontuação de performance e fatores de benefícios para cada ativo capaz de prover o serviço de regulação. O custo de oportunidade é adicionado ao custo de desempenho e capacidade de regulação, ofertados inicialmente, para formar o custo total de regulação, que será o preço a ser avaliado pela ordem de mérito daquela hora.

O crédito por capacidade de regulação e desempenho no mercado do PJM pode ser descrito como:

$$\lambda_R = \rho C * \left( \lambda_C + \frac{M}{M_{RegA}} * \lambda_M \right)$$

Em que  $\lambda_R$  é o custo de regulação;  $\rho$  é um fator de desempenho medido pelo operador;  $C$  é capacidade fornecida;  $M$  é a quantidade absoluta de regulação fornecida para cima ou para baixo;  $\lambda_M$  e  $\lambda_C$  são os custos de compensação ofertados.

Por fim, o mercado de regulação de frequência do PJM considera dois tipos de sinais de regulação: (i) sinal tradicional, mais lento, chamado Reg A e, (ii) um sinal mais rápido, chamado Reg D. Os SAE por baterias, que são recursos dinâmicos e de acionamento rápido, estão atrelados ao sinal Reg D. Este sinal mais rápido tem também a particularidade de garantir uma energia líquida nula no horizonte horário (ou seja, a elevação de energia que é demandada ao recurso é igual à energia a ser diminuída no horizonte horário). Este serviço apresenta características claramente concebidas para uma integração eficiente do armazenamento (avalia a resposta rápida e dá uma solução às limitações energéticas)[8].

##### Serviço de reserva

Os serviços de reserva são divididos em síncrona e não síncrona. Os Sistemas de Armazenamento podem participar desse mercado conforme aprovação do PJM. A participação na prestação do serviço síncrono ou não síncrono varia conforme as características do SAE, por exemplo, as usinas reversíveis podem participar das reservas não sincronizadas uma vez que conseguem prestar o serviço de elevação de geração em 10 min mesmo não estando sincronizadas ao sistema. Já as outras tecnologias só poderão participar de reservas sincronizadas.

O mercado de reserva síncrona é semelhante ao de regulação, em que os participantes devem fazer ofertas específicas de ativos para reserva e essas ofertas são utilizadas para gerar o perfil ótimo de despacho e estimativas dos LMPs.

O PJM estima inicialmente as reservas síncronas presentes no sistema devido ao despacho econômico, as quais são denominadas Tier 1. Essa categoria de reserva é fornecida por todos os ativos que estão online, seguindo o despacho econômico e são capazes de aumentar suas potências em 10 minutos, quando são requisitados. A remuneração para esse serviço é apenas para a quantidade de energia fornecida durante o período do evento, não tendo penalizações no caso de falhas de resposta [1]. Caso essa reserva fornecida pelos geradores que estão em operação, não for suficiente, então o PJM deve autorizar a operação de recursos que vão providenciar a reserva faltante. A essa reserva faltante é dado o nome de Tier 2. O Tier 2 é remunerado pelo valor de capacidade ao qual o recurso deve dispor para a reserva síncrona e pela energia disposta durante possíveis eventos. Nesse caso, na ausência da prestação do serviço Tier 2, o ativo deve estornar o valor recebido pela disponibilidade de capacidade [10].

Os Sistemas de Armazenamento podem participar da reserva sincronizada Tier 2, e somente do Tier 1 caso requisitem e dependem da aprovação do PJM [8].

#### 4.1.2 Alemanha

O principal mercado que incentiva a instalação de SAE na Alemanha é o mercado de reserva de contenção de frequência (FCR – *Frequency Containment Reserve*) que visa atender a desbalanços de demanda e geração em intervalos de tempo de segundos [12]. Ofertas são feitas em leilões diários para contratação de reserva para o dia seguinte, em uma faixa de quatro horas, o que é visto como positivo para permitir que os agentes possam diversificar o portfólio no mercado de energia [13].

Destaque ainda deve ser dado a possibilidade de agregadores combinarem ofertas de participantes com capacidades pequenas, que sozinhos não poderiam participar do mercado e a operação individual e descoordenada não tanto impacto no sistema. A remuneração é dada pela capacidade disponibilizada em (€/MW) e parcela variável quando a energia é entregue em (€/MWh).

#### 4.1.3 Austrália

Na Austrália há 8 mercados de regulação de frequência (FCAS – *Frequency Control Ancillary Service*) e é permitido que os SAE de baterias participem deles. Mais uma vez a rápida resposta de acionamento e a controlabilidade das baterias contribuem para a prestação do serviço de regulação de frequência. Os requisitos técnicos do controle utilizado para as baterias, para prestar os serviços de FCAS, são definidos em [11].

1. *Regulation Raise*: usado para corrigir em eventuais valores de frequência abaixo de 50 Hz. O limite mínimo de frequência é 49,85 Hz.
2. *Regulation Lower*: usado para corrigir eventuais valores de frequência acima de 50Hz. O limite máximo é 50,15 Hz.
3. *Fast Raise*: fornecendo uma resposta de até 6 segundos para deter maior queda de frequência devido uma contingência.
4. *Fast Lower*: fornecendo uma resposta de até 6 segundos para deter uma alta maior de frequência devido a uma contingência.
5. *Slow Raise*: fornecendo uma resposta de até 60 segundos para estabilizar a frequência depois de uma queda devido uma contingência.
6. *Slow Lower*: fornecendo uma resposta de até 60 segundos para estabilizar a frequência depois de um levantamento devido uma contingência.
7. *Delayed Raise*: que é uma resposta de até 5 minutos para recuperar a frequência ao normal.
8. *Delayed Lower*: que é uma resposta de até 5 minutos para recuperar a frequência normal.

Os proponentes devem apresentar uma proposta para os serviços listados e o agente de despacho nacional de eletricidade, durante o período de despacho do mercado, irá conceder o serviço às ofertas por ordem de custo, sendo o preço ofertado mais alto que é concedido serviço é o valor marginal para a categoria.

Fator importante no mercado australiano é que baterias de larga escala podem ter múltiplas receitas através dos mercados de energia e de regulação de frequência[14]. Um exemplo disso é apresentado na Figura 2 para alguns projetos australianos de bateria.

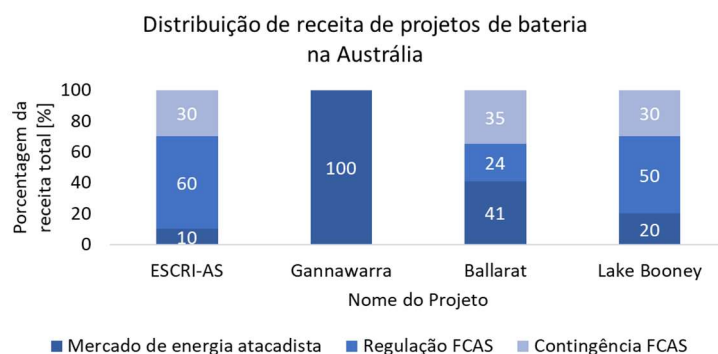


Figura 2 - Distribuição monetária por serviços de cada projeto de Baterias. Fonte: [14]

## 4.2 Mercado de capacidade

### 4.2.1 Reino Unido

Para a participação dos SAE no mercado de capacidade do Reino Unido, foi necessária a criação de metodologias que pudessem refletir a capacidade de resposta rápida desses equipamentos nos leilões de capacidade. Dessa forma, os sistemas de armazenamento puderam participar no mercado de capacidade do Reino Unido, introduzido em 2014, ofertando a sua **capacidade firme**. Destaca-se que definir qual a capacidade firme que um equipamento possui é uma das maiores dificuldades dos mercados de capacidade.

A capacidade firme de equipamentos não convencionais é definida de forma a responder a seguinte questão: dada uma determinada penetração desse recurso, qual é a quantidade de capacidade firme de duração infinita perfeitamente confiável que o recurso pode deslocar para manter o nível de confiabilidade do sistema?

A capacidade firme é calculada através de um modelo matemático<sup>1</sup> que inicia o cálculo através de um algoritmo que adiciona a quantidade de armazenamento e verifica os critérios de confiabilidade de atendimento de potência do sistema. De forma mais detalhada, inicia-se o processo considerando o caso base sem armazenamento nenhum. O segundo passo é acrescentar ao sistema uma capacidade pequena de armazenamento, tal como 100 MW com determinada duração (0,5 horas, 1 hora etc.). Calcula-se o nível de confiabilidade do sistema através da métrica expectativa de energia não suprida (LOLE - *Loss Of Load Expectation*). Após esse processo, a capacidade de armazenamento adicionada inicialmente é substituída por uma capacidade de armazenamento com infinita duração. Considerando essa substituição, calcula-se o nível de confiabilidade do sistema e incrementa-se a capacidade de armazenamento com duração infinita até atingir o nível de confiabilidade esperado. Esta operação é repetida para unidades de armazenamento com duração de descarga diferente na potência máxima, de meia hora a 24 horas. O algoritmo para determinação da capacidade firme equivalente (*Estimated Firm Capacity* – EFC) é apresentado na Figura 3, onde K é o contador de iterações e  $\alpha = 100\%$  corresponde à modelagem do sistema de armazenamento com um gerador convencional com 100% de disponibilidade.

<sup>1</sup> LCP Unserved Energy Model (UEM), que é um modelo de simulação Monte Carlo sequencial no tempo de adequação do Reino Unido. Esta ferramenta é um submódulo relacionado ao software Dynamic Dispatch Module (DDM) usado no relatório anual de capacidade de eletricidade.

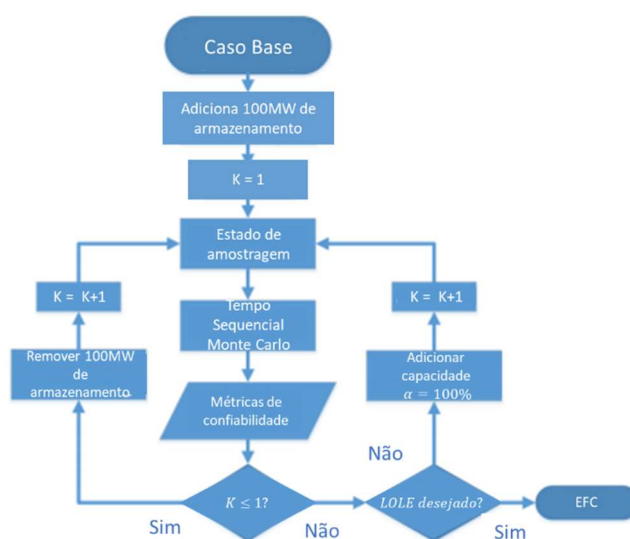


Figura 3 - Algoritmo para determinação de EFC. Fonte: [15]

#### 4.2.2 California e New England

Nos Estados Unidos diferentes sistemas permitem que o armazenamento participe nos seus mecanismos de capacidade. O fornecimento fixo, ou capacidade fixa, destas tecnologias é normalmente determinado como a potência que uma unidade de armazenamento pode manter durante um determinado período e é definido por um teste físico de fornecimento de eletricidade. Na Califórnia, esse período é igual a quatro horas. Isto significa que as unidades de armazenamento com tempos de descarga, a plena potência, inferior a quatro horas também poderão obter uma capacidade líquida qualificada para participar no mercado de capacidade, mas esta será inferior à sua potência instalada. No mercado do ISO New England, o mesmo conceito é utilizado, porém considerando a potência que a unidade de armazenamento pode manter durante duas horas [16].

#### 4.3 Balanço de geração e demanda

Há poucos modelos de mercados específicos para o SAE para a operação de mercado e despacho diário, como o modelo do PJM, que será apresentado a seguir. Há, no entanto, restrições que devem ser mencionadas, como o caso da União Europeia, por exemplo, onde há os tipos de ofertas conhecidas como “Blocos Vinculantes”, em que o recurso somente pode vender energia se a tiver adquirido previamente. Nesse caso, ele garante o direito de estar “despachado” por um conjunto de horas.

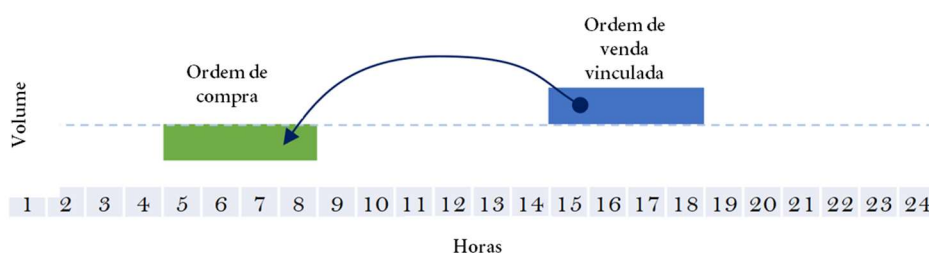


Figura 4 - Funcionamento das ofertas bloqueadas com ligação no algoritmo europeu de correspondência. Fonte [19]

##### 4.3.1 PJM – EUA

A maioria dos estados dos EUA introduziu pelo menos um modelo de participação (em alguns há mesmo dois modelos, sendo um específico para usinas reversíveis) em que a energia do armazenamento pode ser comprada ou vendida numa base horária, dependendo do preço.

Em alguns sistemas é permitido que o SAE decida se quer ser despachado pelo operador ou se quer fazer sua operação própria. No primeiro caso, o operador despacha o recurso de armazenamento da forma mais eficiente possível, levando em conta alguns parâmetros técnicos específicos (tais como capacidades mínimas e máximas ou o estado inicial de carregamento) que os agentes podem apresentar juntamente com a suas ofertas. No segundo

caso, o despacho do recurso é determinado pelas propostas de preço-quantidade apresentadas pelo agente e o suprimento da carga deve ser controlado pelo próprio agente, que deve modificar as suas propostas no mercado em tempo real para assegurar a viabilidade da operação do gerador.

No PJM, os recursos de armazenamento podem optar pelo chamado modo de operação contínua, através do qual podem apresentar variar suas ofertas máxima de suprimento de energia (Descarga) ou de demanda (Recarga) de acordo com o preço calculado no *day-ahead* ou, mais frequentemente, no *real-time* [17], como se pode ver na Figura 5.

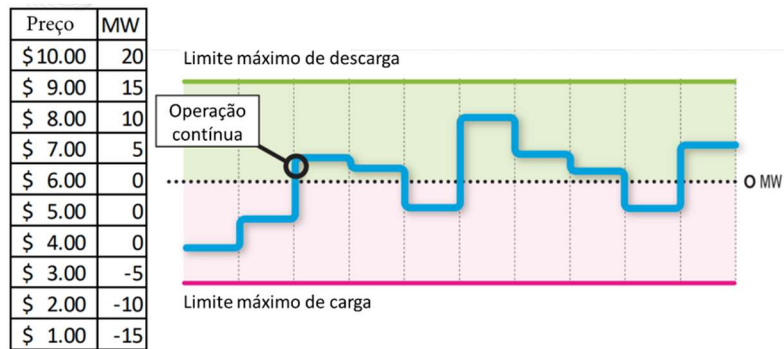


Figura 5 - Modelo de operação contínua para armazenamento no PJM. Fonte [17]

#### 4.4 Armazenamento como ativo de transmissão

Neste ponto, há poucas aplicações dos SAE diretamente no sistema de transmissão. Essa possibilidade esbarra com o princípio de desverticalização do sistema elétrico, visto que o SAE, em muitos mercados, consistiria um ativo do operador da rede de transmissão capaz de influenciar diretamente no preço do mercado de energia.

Nos EUA, o mercado mais avançado nesse tema é do MISO (*Midcontinent Independent System Operator*) que cunhou o termo “*Storage as Transmission-Only Asset*” e regulamentou, sob aprovação da FERC, o uso de SAE somente mediante a necessidade para solucionar um problema local da rede de transmissão, seja para regulação de tensão, manter a confiabilidade da rede após contingência e que apresente maiores benefícios do que alternativas tradicionais de transmissão.

Na Colômbia, foi estabelecida em agosto de 2019 a Resolução 98 que define mecanismos para incorporação dos sistemas de armazenamento de energia com baterias (SAEB) no Sistema Interconectado Nacional, semelhantes ao do mercado do MISO.

No país, para se instalar um SAEB é preciso se identificar a necessidade de tal. Essa identificação é feita pela UPME (*Unidad de Planeación Minero Energética*) [21] que recomenda a instalação do SAEB, indicando se o reforço deve ser feito no Sistema de Transmissão Nacional (STN) ou no Regional (STR). Esses projetos serão incluídos no plano de expansão do SIN.

Desses projetos, aqueles que objetivarem somente atender necessidades dos sistemas de distribuição local, deverão ser remunerados como atividade de distribuição.

Para a contratação desses recursos é realizado um leilão com detalhes específicos da solução que está se procurando, com detalhes técnicos do SAEB que se pretende contratar (Capacidade da bateria, tempo de regulação etc.). A remuneração do agente vencedor da licitação é feita com base na oferta econômica do proponente, através da Receita Anual Esperada (do espanhol *Ingreso Anual Esperado* – IEA). Essa receita deve refletir os custos associados à pré construção, como licenças ambientais, estudos e demais permissões, os custos de construção, os custos de oportunidade de capital investido e gastos de administração, operação e manutenção.

Os SAEB serão operados remotamente pelo CND (*Centro Nacional de Despacho*) de forma a reduzir o custo de operação do sistema, sendo os vencedores das licitações responsáveis pela manutenção e disponibilidade do SAEB nas condições requeridas no momento de carga e descarga durante as operações do CND. Os vencedores do leilão deverão também se responsabilizar pela correta operação dos sistemas de medição e comunicação para a operação. Um exemplo dessa forma de contratação pode ser visto no leilão que ocorreu em 2021, com objetivo de instalar uma bateria de 45MWh, com capacidade de regulação de pelo menos 1 hora para manter segurança do sistema sob condições de contingências da rede do Atlântico. Neste modelo a bateria pode, além de atender aos requisitos do contrato, fornecer outros serviços para terceiros, desde que não comprometa a operação na rede de transporte. Nesse episódio, para se ter como referência de preço, o valor contratado foi de 15 anualidades de 2.68 Milhões de dólares.

#### 5.0 CONCLUSÃO

Este trabalho teve como objetivo apresentar uma visão geral, técnica e econômica, sobre as tecnologias de armazenamento focando principalmente na sua adoção internacional. Para isso, foram abordadas brevemente as definições tecnológicas dos sistemas de armazenamento, a descrição dos tipos de serviços que as tecnologias podem prestar ao sistema elétrico e, por fim, os modelos de negócio existentes.

Atualmente, os serviços prestados pelos sistemas de armazenamento se concentram principalmente na prestação de serviços ancilares na regulação de frequência e em arbitragem de energia temporal.

Para a remuneração desses serviços, observam-se vários arranjos, sendo os mais comuns a utilização de mecanismos de pagamento por preços em um mercado de curto prazo e a utilização de contratos de curto prazo para a prestação do serviço. Como exemplo, tem-se o mercado de serviços ancilares de regulação de frequência dos EUA (PJM e CAISO) que remuneram os sistemas de armazenamento considerando o desempenho operativo do sistema de armazenamento. Na Alemanha, os serviços ancilares de serviço de regulação de frequência utilizam leilões de curto prazo para a prestação de serviço. Os leilões são feitos diariamente, para uma duração de reserva de quatro horas. Na Austrália há mercados de regulação de frequência específicos para baterias, com diferentes tempos de respostas, permitindo ainda que os ativos sejam remunerados por diferentes serviços.

Adicionalmente, a utilização dos preços horários para identificar o valor e remunerar os serviços de arbitragem de energia é fundamental para o modelo de negócio dos sistemas de armazenamento. Além disso, permitir que os SAE possam prover mais de um serviço auferir incentivo para o investimento, incluindo uma possível redução do custo da energia, tendo em vista um aumento de portfólio de serviços do ativo.

Por fim, foi observado que alguns países não trabalharam em montar um ambiente de mercado isonômico para a contratação dos sistemas de armazenamento, como pôde ser observado no Reino Unido e Alemanha. Por outro lado, os mercados dos EUA já tratam os sistemas de forma isonômica e não discriminatória através de alterações da regulação para capturar as características operativas (de descarga) de cada tecnologia de armazenamento nos mercados de curto prazo, de serviços ancilares e mesmo nos mercados de capacidade. A garantia de acesso não discriminatório ao armazenamento evita a criação de “cotas” de participação em mercados, permite o desenvolvimento de portfólios e busca a maximização do valor prestado pelas tecnologias ao consumidor final.

## 6.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] IRENA (2017), Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-038-9
- [2] U.S. Department of Energy, Energy Storage Systems Program – DOE Global Energy Storage Database <https://www.sandia.gov/ess-ssl/global-energy-storage-database-home/>
- [3] IEA, International Energy Agency, 2020c. Capital cost of utility-scale battery storage systems in the New Policies Scenario, 2017-2040. IEA, Paris, <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/capital-cost-of-utility-scale-battery-storage-systems-in-the-new-policies-scenario-2017-2040>
- [4] CNESA – China Energy Storage Alliance – White Paper 2021 report. <http://en.cnesa.org/white-paper-access-multiple-year> (Acessado por último em 09 de setembro de 2021)
- [5] U.S. Energy Information Administration - Battery Storage in the United States: An Update on Market Trends, Washington, DC, [https://www.eia.gov/analysis/studies/electricity/batterystorage/pdf/battery\\_storage\\_2021.pdf](https://www.eia.gov/analysis/studies/electricity/batterystorage/pdf/battery_storage_2021.pdf)
- [6] U.S. Department of Energy 2017 – Quadrennial Energy Review: Transforming Nation's Electricity system: The second installment of the QER.
- [7] PJM. (10 de Julho de 2020c). *Reserve Market*. Fonte: <https://www.pjm.com/Globals/Training/Courses/ol-reserve-market.aspx>
- [8] PJM (28 de agosto de 2020). Q & A for Electric Storage Resource Participation Model <https://pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mic/20190206/20190206-item-07c-faq-for-order-841-and-hybrids.ashx>
- [9] PJM (28 de agosto de 2020) PJM regulation Market <https://pjm.adobeconnect.com/a16103949/p286s4q68k3/>
- [10] PJM - Day-Ahead and Real-Time Market Operations, PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations, Revision 111, 11/2020
- [11] AEMO Operations Department, Battery energy storage system requirements for contingency FCAS registration, 2019
- [12] I.C.I.S -Independent Commodity Intelligence Services Lack of incentives to hinder German battery storage sector, 2021, <https://www.icis.com/explore/resources/news/2021/06/03/10648050/lack-of-incentives-to-hinder-german-battery-storage-sector>

- [13] Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, New auction design for frequency containment reserve since 1 July 2019 - first interim results, <https://www.ffegmbh.de/en/areas-of-expertise/scientific-analysis-of-system-and-energy-markets/106-electricity-market/892-new-auction-design-for-frequency-containment-reserve-since-1-july-2019-first-interim-results>
- [14] ARENA, Large-Scale Battery Storage Knowledge Sharing Report
- [15] Borozan, Stefan; Evans, Michael P.; Strbac, Goran; Rodrigues, Tiago; Contribution of Energy Storage to System Adequacy and its Value in the capacity Market, DOI: 10.1109/PTC.2019.8810740
- [16] ISO New England, 2018. Forward Capacity Market (FCM) Qualification Examples for Storage Technologies. Examples for participation. Informe técnico.
- [17] PJM Energy Storage Participation Model:Energy Market – 841 Requirements
- [18] Borozan, Stefan; Evans, Michael P.; Strbac, Goran; Rodrigues, Tiago; Contribution of Energy Storage to System Adequacy and its Value in the capacity Market, DOI: 10.1109/PTC.2019.8810740
- [19] Herrero, I., 2018. Market Mechanisms and Pricing Rules to Enhance Low-carbon Electricity Markets Efficiency. Tesis doctoral.
- [20] MISO, Storage As Transmission - Only Asset (PAC004) Business Practices Manual 20 & 15 revisions – Planning Advisory Committee, 2021.
- [21] Unidad de Planeación Minero-Energética - CONVOCATORIA PÚBLICA UPME STR 01 DE 2021 SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO, ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BATERIAS EN EL DEPARTAMENTO DEL ATLÁNTICO.

## DADOS BIOGRÁFICOS



Bruno Bernhardt atua na área de estudo elétricos com foco em Transmissão e Distribuição, no desenvolvimento de modelos computacionais para análise de sistemas de potência, estudos de integração de renováveis e de novos equipamentos na rede de transmissão e distribuição, como sistemas de armazenamento, FACTS e HVDC. É graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro com ênfase em sistemas de potência. Realizou intercâmbio na Universidade RWTH Aachen na Alemanha durante a graduação.

## (2) MARTHA ROSA MARTINS CARVALHO

Martha Rosa Carvalho é formada em engenharia elétrica, com ênfase em Sistemas de Potência pela Universidade Federal Fluminense (UFF), Mestre pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e atualmente cursa doutorado na mesma instituição na área de Sistemas de Energia. Ingressou na PSR em 2008 na área de planejamento do sistema elétrico brasileiro, atuando nas áreas de geração e transmissão. Atualmente, Martha é gerente da área de estudos de transmissão, distribuição de energia atuando nos estudos técnicos, regulatórios e econômicos integrados da área.

## (3) LUIZ BARROSO

Luiz Barroso é Presidente da PSR. Foi presidente da EPE e visitante na Agência Internacional de Energia. Possui experiência de mercado e acadêmica em planejamento, operação, regulação e gestão de riscos em mercados de energia e gás em mais de 30 países. É graduado e possui doutorado em matemática aplicada (otimização) pela COPPE-UFRJ.