



FASCÍCULO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Por Markus Vlasits e Rodrigo Sauaia*

Capítulo IV

PENSANDO GRANDE: ARMAZENAMENTO PARA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA



INTRODUÇÃO E CENÁRIO INTERNACIONAL

No artigo anterior, exploramos as particularidades de sistemas isolados e o papel que o armazenamento de energia elétrica terá para descarbonizar a Amazônia, Fernando de Noronha e outras regiões não totalmente atendidas pelo Sistema Interligado Nacional (SIN). O foco deste artigo será em sistemas de armazenamento de grande porte, dedicados à prestação de serviços para a rede elétrica e o SIN.

No primeiro artigo deste fascículo, apontamos que o mercado internacional de armazenamento de energia elétrica está em franca expansão. De fato, a cada semana surgem notícias sobre novos projetos de armazenamento de grande porte, concluídos ou entrando em fase de construção. Vejamos alguns exemplos:

- Em abril de 2022, a PG&E, distribuidora de energia elétrica que atende a maior parte do estado da Califórnia nos EUA, inaugurou o Elkhorn battery system, com capacidade de 730 MWh. Localizado na área de uma antiga usina termelétrica perto de San Francisco, o site, chamado Moss Landing, já abriga outro sistema com capacidade de 1.600 MWh, tornando-o a maior usina de armazenamento eletroquímico do planeta na atualidade;
- Em julho de 2021 a comissão de serviços públicos do estado de Nova Iorque aprovou a implantação de um sistema de 400 MWh, substituindo uma termelétrica a gás natural, localizada no bairro de Queens. O projeto tem previsão de entrar em operação até dezembro de 2022;
- No Reino Unido, país com um mercado com capacidade instalada superior a 1 GWh, vários projetos de grande porte estão em fase de construção ou aprovação, a exemplo do Scottish Green Battery Complex, com capacidade acumulativa de 1.600 MWh, do Wilton International BESS, com capacidade de 360 MWh, do Capenhurst BESS, com capacidade de 107 MWh, e do Uskmouth BESS. Este último será localizado no site de uma antiga termelétrica a carvão mineral e terá uma capacidade de 460 MWh;
- Na Alemanha, hoje um dos principais mercados de armazenamento junto à geração distribuída, estão sendo implantados três projetos pilotos, com capacidade acumulativa total de 450 MWh, destinados ao descongestionamento da rede elétrica perto das cidades de Hamburgo Stuttgart e Munique;
- No Chile, que atualmente conta com aproximadamente 10 MWh de capacidade eletroquímica instalada, está sendo implantado, no Deserto do Atacama, um BESS de 560 MWh, que fará parte da usina fotovoltaica Andes Solar;
- Importante destacar que nem todos os novos projetos de armazenamento estão usando bancos de bateria como meio de

armazenamento. Especialmente para projetos de grande porte, existem alternativas tecnológicas interessantes, tais como o armazenamento térmico ou mecânico. Como exemplo, podemos mencionar um projeto de armazenamento gravitacional com capacidade de 100 MWh, cuja construção iniciou-se em Rudong, perto de Shanghai, na China;

1) APLICAÇÕES PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO (PARTE 1 DE 4) – RESERVA DE CAPACIDADE

Diante deste cenário internacional efervescente e animador, quais seriam as perspectivas e as propostas de valor de sistemas de armazenamento de grande porte para o setor elétrico brasileiro?

Para responder a esta pergunta precisamos, primeiro, levar em consideração que o setor elétrico brasileiro possui particularidades que o diferencia dos setores elétricos da maioria dos países industrializados, principalmente dada a elevada participação de fontes renováveis em nosso país. De acordo com o relatório anual da REN21, o Brasil é o terceiro país do mundo com maior potência instalada em energia renovável, atrás apenas das duas maiores economias do mundo, EUA e China. Este protagonismo vem sobretudo pela grande participação de usinas hidrelétricas em sua matriz, mais de 60% da potência total instalada. A nível mundial, o Brasil possui o segundo maior parque hidrelétrico do mundo, atrás apenas da China.

Para além da fonte hídrica, o Brasil tem investido na diversificação de sua matriz elétrica por fontes renováveis, sobretudo em energia eólica, atualmente, a segunda maior fonte, com 10,7% da participação, seguida de biomassa e biogás, como quarta maior fonte (7,9%) e solar fotovoltaica, representando a quinta maior fonte (7,6%).

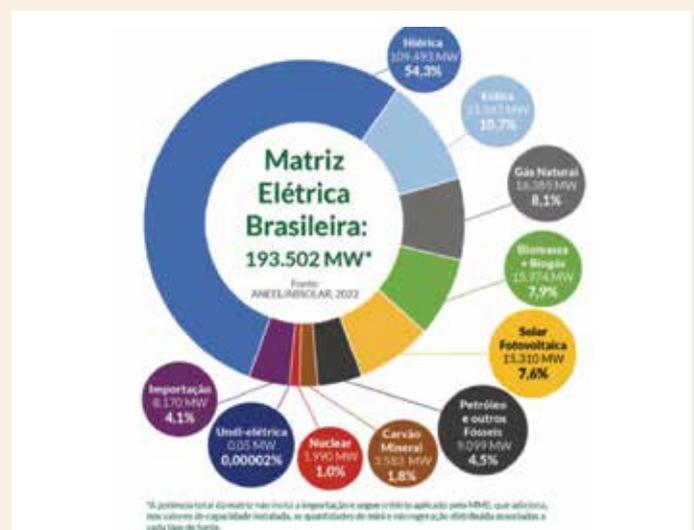


Figura 1 – Matriz elétrica brasileira. Fonte: ABSOLAR, 2022.

Conforme o gráfico da Figura 2, em dias normais, sem restrições de despacho, as usinas solares e eólicas estão injetando toda sua eletricidade conforme seus perfis de geração, enquanto as usinas termelétricas e nucleares são despachadas de forma mais ou menos constante. Com isso, as hidrelétricas realizam a modulação da curva de geração, assegurando sua adequação às curvas de carga (demanda ou consumo).

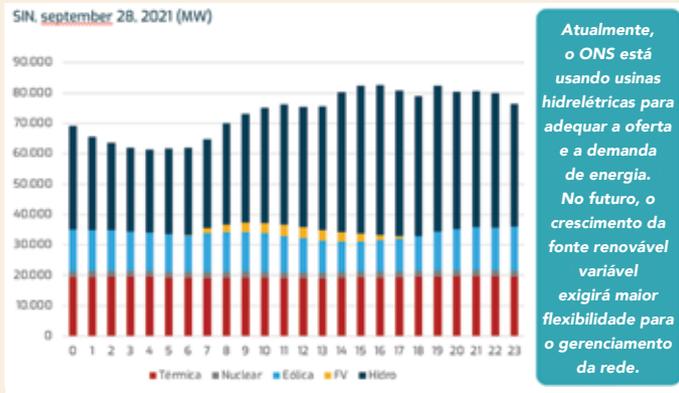


Figura 2 – Visualização do despacho de geração por tipo de fonte. Fonte: ONS, NewCharge

No entanto, existem momentos quando esta capacidade de modulação da curva de geração por meio de hidrelétricas não é suficiente, seja devido a fatores hidrológicos, ou gargalos regionais. Afinal, 70% da capacidade das hidrelétricas com reservatórios está localizada nas regiões Sudeste e Centro-Oeste do Brasil. Dadas as limitações de intercâmbio elétrico entre os submercados do SIN, esta capacidade de reserva hidrelétrica nem sempre pode ser aproveitada da melhor maneira possível.

Em situações normais, cabe ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) tomar as decisões de despacho destas usinas. Tais decisões são baseadas em um planejamento feito por modelos computacionais que avaliam o menor custo de geração, considerando o nível dos reservatórios das hidrelétricas, dados históricos de chuvas, entre outros. Assim, ao optar pelo despacho de uma usina, deve-se respeitar a “ordem de mérito”, ou seja, a ordem de custo variável unitário (CVU) de cada usina. No entanto, em situações excepcionais, principalmente levando em consideração a alteração do regime de chuvas nos últimos anos, o modelo computacional pode não representar o despacho ótimo e, por determinação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), o ONS é autorizado a despachar usinas “fora da ordem de mérito”, principalmente de modo a assegurar que os reservatórios hídricos sejam preservados, assim como a estabilidade do SIN e a segurança de fornecimento de energia elétrica. Importante mencionar que tais despachos são mais caros que o preço da eletricidade no mercado de curto prazo e, portanto, oneram todos os consumidores via encargo de segurança do sistema (ESS).

Diante disso, para assegurar maior estabilidade operativa, o Governo Federal estruturou um novo mecanismo de contratação chamado de

leilão de reserva de capacidade. Tal modalidade é baseada nos contratos por disponibilidade, mas traz uma separação de potência e energia. Em contratos por disponibilidade, além de uma receita fixa para estarem disponíveis, as usinas também recebem seu Custo Variável Unitário (CVU) sempre quando acontece um despacho, mesmo nos casos nos quais este valor supera o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Já nesta nova modalidade de leilão são negociados dois produtos de forma separada e independente: um produto “energia” e outro produto “potência”. No produto “potência”, o empreendedor recebe uma remuneração fixa por MW de potência disponibilizada ao SIN, independentemente do montante de energia elétrica que efetivamente será gerado. O produto “energia”, por sua vez, remunera a quantidade de energia elétrica efetivamente fornecida ao SIN. Importante dizer que para os empreendedores vencedores apenas do produto “potência”, a energia é comercializada de forma livre, seja em contratos por quantidade em leilões de energia, no mercado livre, ou até mesmo valoradas no mercado de curto prazo pelo PLD.

O primeiro leilão de reserva de capacidade foi realizado em dezembro de 2021 e contratou inicialmente 5.125 MW. A remuneração pelo produto “potência” ficou em R\$ 824.553,83/(MW.ano) e não foram efetivadas contratações pelo produto “energia”, que era destinado inicialmente para a contratação de uma eventual inflexibilidade de usinas proponentes no produto potência. Na ocasião, foi permitida, por meio de liminares do Superior Tribunal de Justiça, a participação de usinas a óleo combustível e óleo diesel. No entanto, tais liminares foram revogadas, e, em abril de 2022, a ANEEL homologou os resultados de apenas parte dos empreendimentos contratados, reduzindo a potência efetivamente contratada para 4.167 MW, mantendo apenas usinas gás natural e uma a biomassa, cujo prazo de implementação é julho de 2026.

Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 (PDE 2030), esta contribuição com potência para o sistema (reserva de capacidade) deve ser prestada majoritariamente por usinas térmicas flexíveis a gás natural, cuja potência instalada prevista é incrementada em mais de 6,9 GW, seguida da fonte hidrelétrica, que continuará a ser uma alternativa, além de medidas como resposta da demanda, com incremento de mais de 2,4 GW neste mesmo período, bem como de capacidade proveniente de outros empreendimentos de geração e que também trazem benefício ao produto potência.

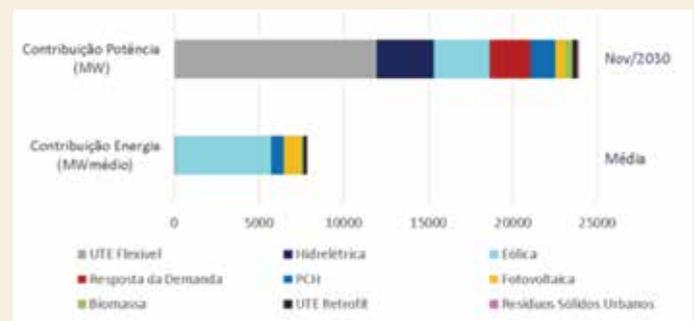


Figura 3 – Contribuição de energia e potência da expansão indicativa em 2030. Fonte: Empresa de Pesquisa Energética, 2021

Avaliando estes números, surge uma dúvida: qual seria o motivo de se contratar usinas termelétricas a gás natural para prestar este serviço de reserva de capacidade?

Afinal, os principais atributos para avaliar se uma fonte se qualifica para prestar estes serviços são, além dos custos de geração, a agilidade no acionamento e a flexibilidade no seu despacho.

É verdade que, dentre as tecnologias de usinas termelétricas, as termelétricas a gás, principalmente as que utilizam motores e turbinas movidas a gás natural, são comumente mais “ágeis”. No entanto, tal “agilidade” é muito relativa. O gráfico a seguir descreve os diferentes tempos de resposta de acionamento de termelétricas a gás natural do zero até sua respectiva potência nominal.

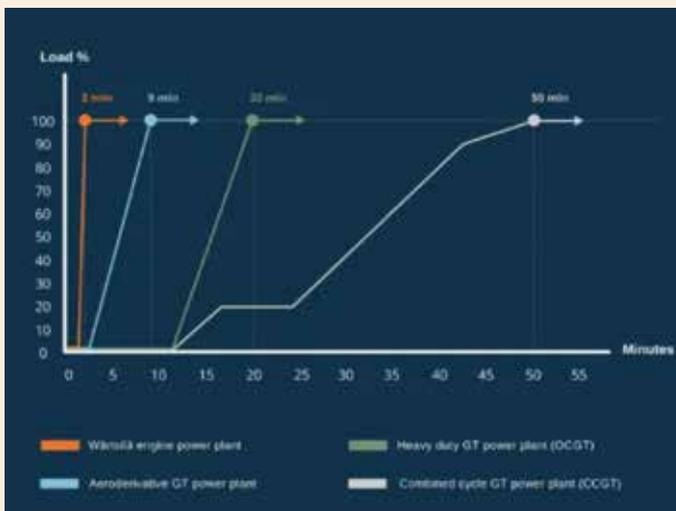


Figura 4 - Tempos de resposta de acionamento de termelétricas a gás natural do zero até sua respectiva potência nominal. Fonte: Wärtsilä

Motores a combustão oferecem o menor tempo de resposta (aproximadamente 2 minutos), mas apenas quando o motor for mantido em condições de hot-standby, nas quais os componentes críticos da máquina são mantidos em temperaturas acima de 60 °C. Em condições de cold-standby, no entanto, o tempo de resposta tende a aumentar para entre 10 e 20 minutos. Em turbinas a gás natural, o tempo de resposta depende da capacidade do equipamento para absorver o estresse térmico em componentes críticos, principalmente na câmara de combustão e na turbina, exigindo entre 10 e 20 minutos. Importante ressaltar que tanto motores a combustão quanto turbinas a gás natural têm custos de geração bastante elevados. Para outras tecnologias de usinas termelétricas, com menores custos operacionais (como as usinas de ciclo combinado), o tempo de resposta aumenta para 50 minutos ou mais, enquanto para os demais tipos de geradores termelétricos, os tempos aumentam ainda mais para entre 12 e 24 horas.

Além do tempo de resposta, também chamado de “rampa”, há outros parâmetros que precisam ser observados, principalmente o tempo mínimo de acionamento e a duração mínima de pausa entre dois acionamentos. Tais parâmetros variam entre tecnologias de geração termelétrica, mas costumam ser expressivos, variando entre várias horas e vários dias.

É importante avaliar estes parâmetros no contexto das variações de carga do SIN. O gráfico a seguir aponta a evolução da curva de carga (de consumo) diária ao longo do ano. A curva verde representa o consumo típico durante um dia do mês de junho (inverno) e a curva laranja o perfil para um dia típico do mês de fevereiro (verão). Embora haja muita variação entre estes dias, fica evidente que a curva de carga é caracterizada por três picos: um primeiro pico matinal, entre 08h e 12h; um segundo pico entre 13h e 16h; e um terceiro pico entre 20h e 23h. Nota-se, também, que o pico durante o horário da tarde tende a ser maior do que o pico noturno, uma mudança estrutural da última década, conhecida por especialistas em operação do SIN.

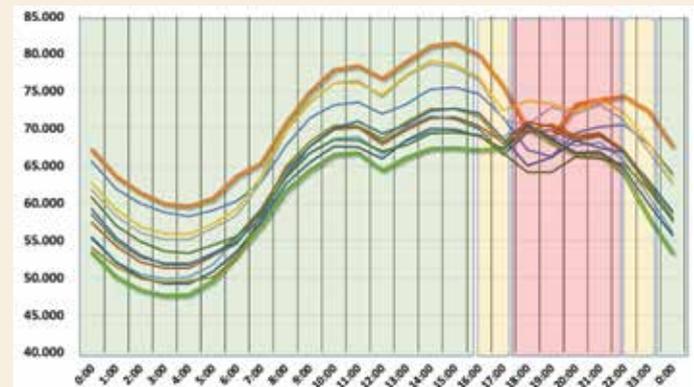


Figura 5 - Evolução da curva de carga (de consumo) diária ao longo do ano. Fonte: ilumina.org.br

Parece lógico que a prestação do serviço de reserva de capacidade seja estabelecida a partir do suprimento destes picos, principalmente durante os horários da tarde e da noite. Neste sentido, prazos de acionamento de várias horas parecem inapropriados, já que limitam significativamente a flexibilidade operacional, principalmente em casos de eventos imprevistos, como picos de carga, indisponibilidade de ativos de geração ou transmissão e eventos meteorológicos adversos.

O tempo de resposta de um sistema de armazenamento de energia elétrica baseado em banco de baterias é infinitamente mais rápido do que qualquer gerador termelétrico. A Tabela 1 a seguir mostra os valores apurados por pesquisadores, usando sistemas de armazenamento com baterias de íons de lítio comercialmente disponíveis. O tempo de resposta total, incluindo leitura, processamento e execução do sinal varia entre impressionantes 470 a 650 milissegundos, ou seja, cerca de meio segundo.

TABELA 1 - TEMPO DE RESPOSTA DE UM SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA BASEADO EM BANCO DE BATERIAS

| test | step tests (kW) | | | Ramp tests (kW/s) | | | | | EFR tests | | |
|------------------------|-----------------|-----|-----|-------------------|-----|-----|------|-----|-----------|------|------|
| | 80 | 160 | 240 | 60 | -60 | 120 | -120 | 240 | -240 | EFR1 | EFR2 |
| t1(ms) | 5.0 | 3.0 | 3.1 | 4.3 | 5.1 | 4.5 | 4.5 | 5.4 | 5.2 | 2.8 | 3.1 |
| t2(ms) | 84 | 86 | 90 | 87 | 84 | 86 | 87 | 84 | 87 | 84 | 86 |
| t _{rise} (ms) | 143 | 158 | 167 | 157 | 154 | 181 | 177 | 160 | 167 | 156 | 150 |
| t _{resp} (ms) | 570 | 582 | 653 | 478 | 477 | 477 | 480 | 497 | 477 | 469 | 465 |

Fonte: Zhu, Bolzoni et al., *Impact of Energy Storage Systems Response on Enhanced Frequency Response Services*, The University of Manchester, 2019



A tecnologia também não requer tempos mínimos para despacho e não há necessidade de pausas mínimas entre vários despachos. Desde que o estado de carga da bateria permita, o sistema de armazenamento não impõe ao usuário nenhum tipo de restrição operativa, como as observadas em usinas termelétricas. Adicionalmente, a grande maioria dos sistemas de armazenamento com baterias de íons de lítio possui um tempo mínimo de carga ou descarga completa de 60 minutos. Isto significa que tal sistema poderia ser despachado durante o pico da tarde (descarga), ser recarregado no “vale” da curva de carga, entre 18h e 20h, para ser novamente despachado durante o pico noturno, a partir das 20h.

Existe outro argumento contundente a favor de sistemas de armazenamento: sua flexibilidade locacional. Tais sistemas podem ser transportados e instalados em qualquer ponto da rede elétrica, tendo como único pré-requisito de infraestrutura a possibilidade de conexão elétrica. Isso não se aplica às usinas termoeletricas a gás natural, que só podem ser implementadas em locais com disponibilidade do combustível (gás natural). Caso contrário, exigem operações complexas e caras de logística de combustível.

Assim, podemos concluir que, do ponto de vista técnico, usar geradores termelétricos para prestar o serviço de reserva de capacidade não parece ser a única e possivelmente nem a melhor alternativa. Sistemas de armazenamento de energia elétrica oferecem uma solução muito mais rápida, com grande flexibilidade operacional e sem restrições locacionais.

Há outro argumento poderoso a favor dos sistemas de armazenamento de energia elétrica: os custos. No último leilão de reserva de capacidade, o produto potência foi contratado por um preço-médio de R\$ 824.554,83 por MW/ano. Em leilões anteriores no produto disponibilidade, realizados entre 2018 e 2020, os contratos de gás natural foram arrematados por valores ainda superiores a R\$ 1.000.000,00 por MW/ano em 44% da garantia física transacionada.



Figura 6 – Distribuição da garantia física contratada nos contratos de gás por disponibilidade de 2018 a 2021. Fonte: NewCharge, com dados da CCEE. Valores ajustados pelo IPCA do período, 2021

Quando forem despachadas, estas usinas termelétricas terão um CVU (custo variável unitário) bastante elevado, superando em alguns casos o patamar de R\$ 1.000,00/MWh. Existe um terceiro elemento de custo em usinas termelétricas na prestação do serviço de reserva de capacidade: os custos da chamada “rampa”. Conforme explicado

anteriormente, trata-se de períodos relevantes, variando entre 20 minutos e chegando até várias horas.

O descasamento temporal entre o tempo de despacho desejado e o tempo mínimo para o despacho termelétrico é outro aspecto econômico que onera os consumidores de energia elétrica. Existem situações nas quais a rede elétrica exigiria um despacho por 120 ou 180 minutos, porém, por restrições técnicas, as usinas estão sendo despachadas por prazos muito superiores.

Diante destes fatores, sistemas de armazenamento com baterias já seriam capazes de prestar o serviço de “potência” por valores competitivos. O uso desses sistemas evitaria o custo de rampa e os sobrecustos por tempo de despacho mínimo, sem contar a emissão de poluentes atmosféricos deletérios à saúde e gases de efeito estufa.

Caso esses sistemas de armazenamento sejam acoplados a usinas solares de grande porte, eles também terão uma vantagem de custo muito significativa na hora de serem despachados, já que o CVU destas soluções seria irrisório em comparação às usinas termelétricas.

2) APLICAÇÕES PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO (PARTE 2 DE 4) – SERVIÇOS ANCILARES

A elevada dinâmica de sistemas de armazenamento usando bancos de baterias predispõe esses sistemas para também prestar outros serviços voltados para a estabilização de redes elétricas. Neste contexto, o mercado britânico serve como referência interessante, onde sistemas de armazenamento (BESS – battery energy storage systems) são usados para prestar uma série de serviços ancilares, conforme descrito na Tabela 2 a seguir.

TABELA 2 – SERVIÇOS ANCILARES E ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

| Segmento de mercado | Tipo de serviço | Descrição | Estimativa de volume | Principais tecnologias |
|------------------------------------|---|--|---|---|
| Serviços de resposta de frequência | Firm frequency response - dynamic (FFR dynamic) | FFR é o fornecimento firme de resposta dinâmica ou estática a mudanças na frequência, quando ocorrem grandes variações de frequência no sistema. | = 1.050 MW/mês (contratos de curto prazo - meses/semanas) | Principalmente BESS |
| | Dynamic containment (DC) | A Contenção Dinâmica (DC) é um serviço pós-falha de ação rápida para conter a frequência dentro da faixa legal de +/-0,5Hz; | = 500 MW/mês (contratos de curto prazo - meses/semanas) | Exclusivamente BESS |
| Serviços de segurança | Black Start | Restabelecer a energia em caso de falha parcial ou total da rede; | Volume limitado | Geradores térmicos BESS |
| Mercado de capacidade | Capacity T-4 | O Mercado de Capacidade é um serviço que garante a segurança aberta do fornecimento de eletricidade, fornecendo um pagamento por fontes confiáveis de capacidade | 40.819 MW (2020, contratos de longo prazo) | Mercado dominado por geradores termoeletricos. |
| | Capacity T-1 | | 2.262 MW (2020, contratos de longo prazo) | primeiras contratações de sistemas de armazenamento |

Fonte: DNV, NewCharge, 2022

Atualmente, no Brasil, os serviços ancilares são prestados por máquinas rotativas, principalmente os geradores das grandes usinas hidrelétricas, por níveis de remuneração muito baixos. Adicionalmente, não existem categorias de serviços que valorizem a elevada agilidade temporal de sistemas de armazenamento. No entanto, futuramente,

ESSW

SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS



O **ESSW** é um sistema completo de armazenamento e gerenciamento inteligente de energia elétrica que pode ser configurado para desempenhar inúmeras funções, garantindo economia, eficiência e sustentabilidade no aproveitamento dos recursos energéticos do seu negócio.

Disponível para aplicações Comerciais, Industriais (C&I) e Escala de Utilidades (Utility Scale).

- Deslocamento de consumo no horário de ponta
- Redução da demanda contratada
- Correção de fator de potência
- Reserva de Energia (Backup/UPS)
- Integração com renováveis (solar, eólica)
- Suporte às redes de Transmissão e Distribuição
- Substituição de Geradores a Diesel
- Microrredes e Sistemas Isolados (offgrid)



a prestação desses serviços pode tornar-se um complemento interessante, principalmente porque tende a não conflitar com a reserva de capacidade.

3) APLICAÇÕES PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO (PARTE 3 DE 4) – CONSTRAINED-OFF

Em muitos países, o crescimento da geração renovável variável tem sido prejudicado pela incapacidade da rede elétrica de receber e transportar a eletricidade gerada até os centros de consumo. Muitos países no Hemisfério Norte terão que fazer investimentos significativos na sua infraestrutura de transmissão para permitir o crescimento da geração renovável e o cumprimento das suas metas nacionais de descarbonização. A Figura 7 mostra os gargalos esperados para a rede de transmissão alemã quando o país atingir uma participação da geração renovável de 65%. Atualmente, fontes renováveis representam 46% da matriz elétrica da Alemanha.



Figura 7 - Gargalos na rede de transmissão alemã para o cenário 2030. Fonte: Bundesnetzagentur, 2019

Atualmente, a situação tem sido enfrentada com a aplicação de restrições à geração renovável em momentos de congestionamento da rede (“curtailment”), sendo uma medida cara, em termos de custo de oportunidade, e imensamente ineficiente do ponto de vista eletroenergético. O problema do curtailment não está limitado aos países do Hemisfério Norte. No Brasil, é conhecido pelo termo de “constrained-off” e está tornando-se um problema sério, principalmente no submercado Nordeste. Segundo a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), existem casos em que as ordens de “constrained-off” acontecem a cada dois ou três dias, trazendo prejuízos não só a estes empreendedores, mas também a todos os consumidores, que poderiam ter acesso a uma energia elétrica mais competitiva.

Atualmente, existe uma regra de ressarcimento por constrained-off a geradores eólicos, mas ainda não aos geradores fotovoltaicos, tema que está em debate no âmbito da Aneel. No entanto, esses mecanismos não compensam a totalidade de prejuízos causados pelos eventos de constrained-off, principalmente nos casos em que o empreendedor

possui contratos no mercado livre, parcela esta não passível de ressarcimento.

Sem dúvidas, os sistemas de armazenamento, estejam eles acoplados à geração ou localizados em pontos estratégicos da rede elétrica, poderão reduzir os efeitos nocivos do constrained-off, armazenando a energia elétrica gerada durante os horários de restrição e despachando-a posteriormente. Tal aplicação tende ser compatível com a prestação do serviço de reserva de capacidade e serviços ancilares pelas fontes renováveis, demonstrando uma forte sinergia entre estas tecnologias.

4) APLICAÇÕES PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO (PARTE 4 DE 4) – TRANSMISSÃO

Além de mitigar ou reduzir os efeitos de curtailment de usinas renováveis, os sistemas de armazenamento de energia elétrica também podem preencher outras funções estratégicas à transmissão, conforme o gráfico a seguir:

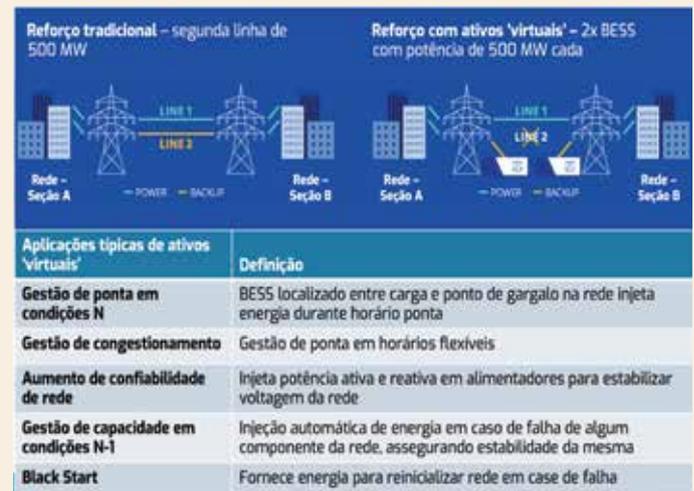


Figura 8 – Funções estratégicas assumidas pelo sistema de armazenamento na transmissão. Fonte: NewCharge, baseado em Fluence, 2021

Existem diversos projetos de armazenamento voltados a estas aplicações, em diferentes países, incluindo: Estados Unidos, Reino Unido, França e os países bálticos. No Brasil, por sua vez, será instalado um sistema de armazenamento de grande porte na subestação (SE) Registro, no sul do Estado de São Paulo. Este sistema atenderá o litoral sul do estado, em especial os municípios de Praia Grande, Mongaguá, Itanhaém e Peruíbe. Ele servirá tanto para a gestão de capacidade em condições N-1, como para a gestão de ponta em condições N. Importante destacar que a opção “BESS” para suprir estas funcionalidades foi comparada com outras opções, tais como a repotencialização de linhas de transmissão, instalação de transformadores defasadores, além do uso de geradores a diesel no prazo até a solução estrutural. O sistema de armazenamento de energia elétrica apresentou o menor custo global, além de uma vantagem significativa com respeito ao cronograma de implantação do projeto.

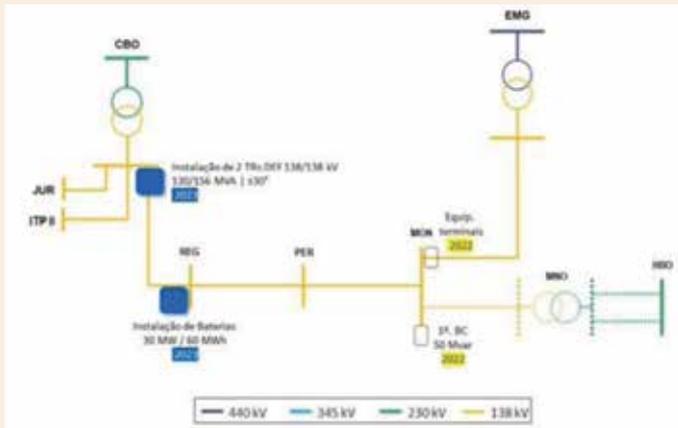


Figura 9 - Sistema de armazenamento de grande porte na subestação em Registro (SP). Fonte: EPE/ONS, Relatório do GT Litoral, janeiro 2021

5) CONCLUSÕES E IMPLICAÇÕES PARA AS POLÍTICAS PÚBLICAS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Conforme apresentado neste artigo, o uso de sistemas de armazenamento no âmbito da geração e transmissão de energia elétrica traz uma série de benefícios e serviços preciosos ao setor elétrico brasileiro, não somente de cunho econômico, mas também em termos de performance e confiabilidade da rede e do sistema elétrico. No entanto, para que projetos desta natureza possam ser implementados com sucesso, o Ministério de Minas e Energia (MME) e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) precisam implementar uma série de aprimoramentos estruturais nas suas políticas públicas e regulamentações.

Em primeiro lugar, é imprescindível alterar as diretrizes dos leilões de reserva de capacidade no produto “potência”. No último leilão desta natureza, foi permitida apenas a participação de geradores termelétricos. No entanto, não existem motivos técnicos e nem econômicos para se excluir destes leilões a participação isonômica de sistemas de armazenamento de energia elétrica, de forma pura ou acoplados a usinas renováveis. Este assunto precisa ser tratado com máxima urgência, já que o próximo leilão de reserva de capacidade está previsto para o mês de novembro de 2022, com previsão de leilões adicionais em 2023 e 2024, conforme a Portaria MME nº 32/2021.

Em paralelo, deve-se esclarecer o enquadramento regulatório de sistemas de armazenamento de energia elétrica. Em muitos países, eles são enquadrados como fontes de geração, por falta de outros enquadramentos mais adequados. Do ponto de vista técnico, este enquadramento não é apropriado. Um sistema de armazenamento, independentemente da tecnologia utilizada, não gera energia elétrica, ele simplesmente a armazena. Diante disso e conhecendo a experiência de outros países, o Brasil precisa realizar duas alterações na regulamentação do setor elétrico:

- Criar a figura do “agente armazenador de energia elétrica”, definido como pessoa jurídica, titular de recursos de armazenamento para uso próprio, comercialização, potência, lastro e reserva de capacidade, ou para a prestação de serviços ancilares. Será importante que as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição sejam regulamentadas para evitar o pagamento em duplicidade e esclarecer que não devem ser cobrados do agente armazenador encargos setoriais de consumo; e
- Adicionalmente, agentes de geração, autoprodução, transmissão e distribuição de energia elétrica devem poder possuir e operar recursos de armazenamento, sem que isto altere as suas respectivas outorgas.

O Reino Unido, um dos principais mercados globais de armazenamento, tem como principal aplicação da tecnologia a prestação de serviços ancilares. Sem dúvida, sistemas de armazenamento poderiam contribuir, de forma significativa, em prol da estabilidade da rede elétrica e da qualidade do suprimento de eletricidade no Brasil. Para tanto, é essencial revisar tanto o marco regulatório para estes serviços, quanto seus valores de remuneração.

O armazenamento de energia elétrica proporciona uma contribuição relevante e preciosa para tornar os setores elétricos ao redor do mundo cada vez mais eficientes e flexíveis. Ele será estratégico para ampliar ainda mais a participação das fontes renováveis na matriz, especialmente a solar fotovoltaica e a eólica. O Brasil não será exceção desta tendência global e seu setor elétrico tem muito a ganhar com a adoção do armazenamento em larga escala.

**Markus Vlasits é fundador e sócio-diretor da NewCharge Projetos, empresa de engenharia e desenvolvimento focada em soluções de armazenamento de energia elétrica. Foi diretor comercial e cofundador da Faro Energy. Foi diretor e vice-presidente da Q-Cells SE na Alemanha, uma das principais fabricantes de células e módulos fotovoltaicos. É conselheiro de administração e coordenador do grupo de trabalho de armazenamento de energia elétrica da Associação Brasileira de Energia Solar (ABSOLAR).*

Rodrigo Lopes Sauaia é cofundador e presidente executivo da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR). É cofundador e membro do conselho diretivo do Global Solar Council (GSC). Possui doutorado em Engenharia e Tecnologia de Materiais pela Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, com colaboração internacional no Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (Fraunhofer ISE, Alemanha), mestrado em Energias Renováveis na Loughborough University (Reino Unido), com colaboração internacional no ETH Zürich (Suíça), e bacharelado e licenciatura em Química na Universidade de São Paulo (Brasil).