

CAPÍTULO 5

Armazenadores de energia

5.1 INTRODUÇÃO

Com o avanço das tecnologias que circundam a geração distribuída, pode-se destacar que a geração de energia elétrica por meio de placas fotovoltaicas está em constante crescimento no Brasil e em diversos países do mundo, o acesso dos consumidores tais tecnologias tem aumentado e o aumento da chamada penetração fotovoltaica têm crescido consideravelmente nos últimos anos, trazendo novos problemas e desafios encontrados nas redes de distribuição de energia elétrica. Dentre esses problemas, pode-se citar a combinação entre potência ativa gerada por essas fontes renováveis e a demanda dos consumidores.

Uma vez que se pode vender às concessionárias de distribuição de energia elétrica o excesso de energia gerada por microgeradores, em determinados períodos do dia identifica-se um desbalanço de energia elétrica entre o que é gerado pelo consumidor e o que está sendo consumido por ele em seu sistema. Como exemplo, pode-se analisar o período do dia em que se tem os maiores níveis de geração fotovoltaica. Nesse período, durante os dias em que se trabalha na semana, para consumidores residenciais, há uma alta incidência de geração fotovoltaica e uma baixa solicitação de demanda, uma vez que os consumidores não se encontram em suas residências e somente os equipamentos como refrigeradores e outros ficam ligados no modo standby.

Há então um excesso de energia sendo gerada e essa porção que não está sendo utilizada pelos consumidores é injetada na rede de distribuição. Porém, para sistemas de distribuição com elevada penetração fotovoltaica, ou seja, alto índice de consumidores detentores desse tipo de geração, observa-se que nesses períodos ocorrem elevações nos níveis de tensão da rede devido à essa injeção de potência ativa e a baixa solicitação de demanda por parte dos consumidores.

O inverso ocorre no período do dia em que os consumidores se encontram em suas residências retornando do seu trabalho, geralmente entre 17:00 e 20:00 (chamado horário de ponta); observa-se uma elevação na demanda de energia elétrica e uma baixa geração advinda das placas fotovoltaicas, uma vez que, nesse período, a irradiação solar começa a diminuir.

Outro aspecto que pode ser avaliado do uso da geração fotovoltaica é a sua natureza intermitente, ou seja, só há energia disponível caso tenha sol; quando o tempo fica nublado, o fornecimento fica reduzido, devido à diminuição da incidência da radiação solar nas placas, o que pode vir a acarretar subtensões no sistema em que estão conectados.

Portanto, para cada período especificado anteriormente, é interessante que se mantenha sempre o mesmo nível de suprimento de energia, uma vez que sobre-tensões e subtensões são indesejáveis e sua sensibilidade está diretamente ligada ao fornecimento e ao consumo de energia elétrica dos consumidores existentes nesses sistemas distribuição de energia elétrica.

Considerando que, nos próximos 20 a 30 anos, todo o tipo de energia sustentável deverá ser baseado no uso racional de fontes tradicionais e num maior uso de fontes renováveis (Ibrahim; Ilinca; Perron, 2008), será necessário desenvolver técnicas para o controle dos níveis de operação dos sistemas de distribuição. Uma das maneiras de se fazer isso, atualmente, é utilizando dispositivos armazenadores de energia elétrica, facilitando assim o controle das variáveis presentes na inserção da geração distribuída.

Armazenadores de energia (AE) utilizam o processo de conversão de energia elétrica de um sistema de potência para uma forma de energia que possa ser armazenada (Chen, *et al.*, 2009).

5.2 APLICAÇÕES EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

Como exemplos de utilização dessa técnica, pode-se destacar em primeiro lugar a proposta feita por Hill *et al.* (2012), que apresentam um estudo da operação e do controle de AE inseridos em redes de média tensão no Hawaii, Lanai. Nesse estudo, são analisados os impactos negativos da introdução da geração distribuída por meio de placas fotovoltaicas, bem como a melhora no geral da operação da rede de distribuição devido à implantação do AE.

Strickland e Bai (2014) propõem um dimensionamento visando ao reforço de uma rede de distribuição devido ao aumento de cargas, situada em Milton Keynes, na Inglaterra.

Koller *et al.* (2015) apresentam os resultados da aplicação de um sistema de AE de 1 MW conectado na rede existente em Zurique, Suíça. Foram feitas considerações teóricas e medições da operação desse sistema. Observou-se uma melhoria nas características de operação da rede de distribuição, levando em consideração o controle de frequência e o corte de pico de demanda. Esse estudo foi realizado em uma microrrede.

De acordo com Dell e Rand (2001), grandes sistemas de AE de chumbo-ácido (MWh) têm sido testados em países como Alemanha, Japão, Porto Rico e EUA.

O conceito de AE utilizados em meios de transportes também vem sendo estudado e aplicado nos últimos anos. A Southeastern Pennsylvania Transportation Authority's (Septa) tem como um de seus projetos o investimento nessa tecnologia, com a integração de tecnologias emergentes de smart grids com sua infraestrutura de trânsito de trens elétricos. Quando estes freiam, seus motores elétricos produzem energia (Gillespie; Johanson; Montvydas, 2014). Diferente dos veículos híbridos (que utilizam combustível e eletricidade), os trens não são projetados com AE. Sem capacidade de armazenamento, a energia gerada na frenagem só pode ser utilizada se outro trem está acelerando na mesma área. De outra maneira, a energia gerada é desperdiçada, sendo dissipada nos bancos de resistores existentes na parte de cima dos trens elétricos. Instalando-se bancos de AE em paralelo com os sistemas tradicionais, a Septa pode aproveitar parte dessa energia em corrente contínua gerada. O dispositivo pode armazenar essa energia provinda dos motores dos trens elétricos e disponibilizar ao sistema elétrico de potência quando necessário. Estima-se que essa iniciativa retorne mais de U\$ 250.000,00 por ano em benefícios para a Septa (Gillespie; Johanson; Montvydas, 2014).

O Departamento de Energia dos Estados Unidos da América (U.S. DOE) possui um banco de dados com centenas de aplicações, de diferentes tipos de sistemas de armazenamento de energia, em projetos ao redor do mundo. Além dos sistemas apresentados na Tabela 4.2, é possível acessar o banco de dados e verificar outros sistemas online.¹

5.3 CLASSIFICAÇÃO

Existem dois critérios para se classificar os sistemas de armazenamento de energia. O primeiro está relacionado ao seu tempo de funcionamento diário. Sistemas que

1 <https://sandia.gov/ess-ssl/gesdb/public/>

funcionam em curtos períodos do dia, de segundos a minutos, são chamados de sistemas de injeção de potência (U.S. DOE, 2020). A utilização de tais sistemas envolve o controle dos índices de qualidade da energia dos sistemas elétricos de potência. Sua aplicação é mostrada no Capítulo 4.

A segunda classificação são os chamados sistemas de injeção de energia. Esses sistemas são classificados de acordo com seus longos ciclos de carga e descarga, podendo durar várias horas. Esses tipos de sistemas requerem uma grande capacidade de armazenamento de energia (MWh) para que o sistema armazenador de energia possa descarregar por longos períodos e em sua máxima potência de descarga. A compra de energia elétrica, de mercados de energia, quando esta apresenta um preço baixo para posterior venda quando o preço se eleva (programas de tarifa variável, ver Capítulo 4), é um dos exemplos de utilização de sistemas de injeção de energia (U.S. DOE, 2020).

As aplicações de AE, por outro lado, podem ser classificadas de acordo com o seu ponto de acesso ao sistema. Quando estão localizados no lado do consumidor, são referidos com o termo “atrás do medidor” (BTM, do inglês *behind-the-meter*). Quando estão localizados em pontos do sistema para benefício das companhias de energia, são referidos como “à frente do medidor” (FTM, do inglês *front-the-meter*).

Um resumo das aplicações de AE em conjunto com os termos supracitados que os classificam é mostrado na Tabela 5.1 para melhor compreensão.

Tabela 5.1 Resumo das aplicações de armazenadores de energia

Aplicações	Injeção de potência ou energia?	FTM ou BMT?	Conectado na rede ou não?
Aplicações em geral			
Tarifa variável em mercados de energia	Energia	FTM	Conectado
Redução do impacto da injeção de energia, por fontes renováveis, no sistema elétrico	Energia	FTM e BTM	Conectado ou não
Serviços auxiliares			
Regulação de frequência	Potência	FTM	Conectado
Reserva operacional	Energia	FTM	Conectado
Resposta em frequência e inércia virtual	Potência	FTM	Conectado
Controle de tensão	Potência	FTM	Conectado
Suporte de rampa	Potência	FTM e BTM	Conectado
Funcionamento no escuro	Potência	FTM	Conectado
Utilização na transmissão			

Tabela 5.1 Resumo das aplicações de armazenadores de energia

Aplicações	Injeção de potência ou energia?	FTM ou BMT?	Conectado na rede ou não?
Adiamento no reforço de linhas de transmissão	Energia	FTM	Conectado
Alívio no congestionamento da transmissão	Energia	FTM	Conectado
Controle amortecido de estabilidade	Potência	FTM	Conectado
Utilização na distribuição			
Achatamento de pico e adiamento no reforço da rede	Energia	FTM e BTM	Conectado
Regulação de tensão	Potência	FTM e BTM	Conectado
Confiabilidade e resiliência	Energia e potência	FTM e BTM	Conectado
Utilização por consumidores finais			
Tempo de uso (DSM), gerenciamento do consumo de energia elétrica	Energia	BTM	Conectado
Qualidade da energia	Potência	BTM	Conectado
Sistema de backup	Energia	BTM	Conectado ou não

Fonte: traduzida de U.S. DOE, 2020.

As técnicas de armazenamento podem ser divididas em quatro categorias, de acordo com suas aplicações (Ibrahim; Ilinca; Perron, 2008):

1. Aplicações em baixa potência em áreas isoladas, para alimentar essencialmente transdutores e terminais de emergência.
2. Aplicações em média potência em áreas isoladas (sistemas elétricos individuais, suprimento de cidades).
3. Aplicações em redes com picos de potência.
4. Qualidade da energia elétrica.

As primeiras duas categorias são para sistemas de menor escala, nos quais a energia pode ser armazenada como energia cinética (*flywheel*), energia química, ar comprimido e em supercapacitores ou supercondutores (energia armazenada em forma de campo magnético). As outras duas categorias são para escalas maiores em que a energia pode ser armazenada como energia gravitacional (sistemas hidráulicos), energia química (acumuladores, baterias de fluxo) ou ar comprimido (utilizando armazenamento de gás líquido ou natural).

A descrição dos tipos de sistemas armazenadores de energia é feita no tópico seguinte.

5.4 PARÂMETROS E TIPOS DE SISTEMAS ARMAZENADORES DE ENERGIA ELÉTRICA

Nesta seção, são descritos os parâmetros, os sistemas de armazenamento de energia elétrica e suas particularidades.

O processo de funcionamento de um armazenador de energia se divide em dois estágios: carga e descarga. O processo de carga acontece quando o sistema de energia elétrica em que faz parte o AEE está com excedente de potência circulando na rede. O processo de descarga acontece quando há necessidade de aumentar a potência na rede. Esses dois processos serão citados constantemente nas subseções a seguir.

5.4.1 Parâmetros

Antes de introduzir os sistemas e suas tecnologias, é importante saber alguns dos parâmetros utilizados para analisar o funcionamento e avaliar o desempenho das tecnologias de armazenadores de energia.

5.4.1.1 Estado de carga

A bateria eletroquímica é um dos AEE mais atrativos, dada sua alta eficiência e baixa poluição. O estado de carga (SoC, do inglês *state of charge*) é utilizado para descrever sua capacidade restante, sendo um parâmetro muito importante para estratégia de controle (Chang, 2013). No geral, o SoC é definido como a média da capacidade de corrente $Q(t)$ pela capacidade nominal (Q_n). Baixos valores de SoC durante um longo período implicam perda de capacidade de armazenadores químicos, devido ao estresse mecânico nas massas ativas e também ao aumento do tamanho dos cristais de sulfato (Dufo-López; Lujano-Rojas; Bernal-Agustín, 2014). Valores típicos desejados de SoC devem estar entre os limites $20\% \leq \text{SoC} \leq 95\%$, para se manter a integridade da bateria (Chiasson; Vairamohan, 2005).

Diversos métodos diretos podem ser empregados para se obter o SoC: método da tensão medida; força eletromotiva (EMF, do inglês *electromotive force*); tensão de circuito aberto (OCV, do inglês *open circuit voltage*); método de impedância medida; e o método de contagem de Coulomb (Watrin; Blunier; Miraoui, 2012).

O método de contagem de Coulomb mede a corrente de descarga da bateria e a integra em relação ao tempo com o objetivo de estimar o SoC (Soon *et al.*, 2009). Esse método é feito para estimar o $\text{SoC}(t)$, que é estimado da corrente de descarga $I(t)$, e de valores prévios de SoC ($\text{SoC}(t-1)$). Em (5.1), calcula-se o SoC por meio do método de contagem de Coulomb:

$$\text{SoC}(t) = \text{SoC}_{\text{init}} - \frac{1}{Q_n} \cdot \int_0^t i(t) \cdot dt \quad (5.1)$$

Outros métodos para se calcular o SoC podem ser vistos mais detalhadamente em Chang (2013) e Chiasson e Vairamohan (2005).

5.4.1.2 Profundidade de descarga

O armazenamento de energia é um processo lento e que necessita liberar energia rapidamente, de acordo com a demanda do sistema. A energia de saída no tempo, ou descarga, pode ser um fator limitante chamado média de energia transmitida. Essa média de entrega determina o tempo necessário para extrair a energia armazenada.

Quando um armazenador de energia está descarregando, sua profundidade de descarga (DoD, do inglês *depth of discharge*) pode ser expressa como a porcentagem da capacidade de energia que está sendo descarregada relativamente à sua capacidade nominal (5.2) (Soon *et al.*, 2009):

$$DoD = \frac{Q_{liberada}}{Q_{nominal}} \times 100\% \quad (5.2)$$

onde $Q_{liberada}$ é a capacidade de energia descarregada por qualquer quantidade de corrente.

5.4.1.3 Estado de vida útil

O estado de vida útil (SoH, do inglês *state of health*) reflete as condições gerais da bateria. Variações de estado de vida útil implicam capacidade e queda de energia. As mudanças na capacidade e na resistência dos valores nominais da célula nova induzem essa queda (Watrin; Blunier; Miraoui, 2012). O SoH pode ser calculado pela máxima energia disponível no momento pela capacidade nominal da bateria (5.3):

$$SoH = \frac{Q_{Max(t)}}{Q_{nominal}} \times 100\% \quad (5.3)$$

O estado de vida útil diminui à medida que a bateria é utilizada.

5.4.1.4 Eficiência de sistemas armazenadores

A eficiência de um sistema de armazenamento de energia é chamada de eficiência de *round-trip*, ou seja, ela é definida como a razão, em um ciclo de carga/descarga, entre a energia de saída pela energia de entrada (5.4):

$$\eta = \frac{E_{saída}}{E_{entrada}} \quad (5.4)$$

5.4.2 Tecnologias empregadas em sistemas de armazenamento de energia

De posse dessas informações, é possível descrever e analisar melhor as tecnologias empregadas em sistemas de armazenamento de energia.

5.4.2.1 Armazenador hidroelétrico bombeado

Diferente do que se pensa, existem diversas formas de se armazenar energia e posteriormente transformá-la em energia elétrica. Uma dessas tecnologias é a PHS (do inglês *pumped hydroelectric storage*), sistema de armazenamento de energia elétrica mais largamente empregado no mundo. Ele utiliza energia potencial da água, vide as hidroelétricas, para poder usar a energia elétrica quando convier ao sistema elétrico.

O arranjo consiste em dois reservatórios de água localizados em diferentes elevações (Figura 5.1). Uma unidade de bombeamento bombeia a água para o reservatório superior, utilizando para tal um motor elétrico, armazenando energia em forma de energia potencial hidráulica, durante os horários fora de pico, ou seja, horários em que a disponibilidade de energia elétrica na rede é maior do que a demanda dos consumidores. Esse processo corresponde ao carregamento do PHS (Chen *et al.*, 2009).

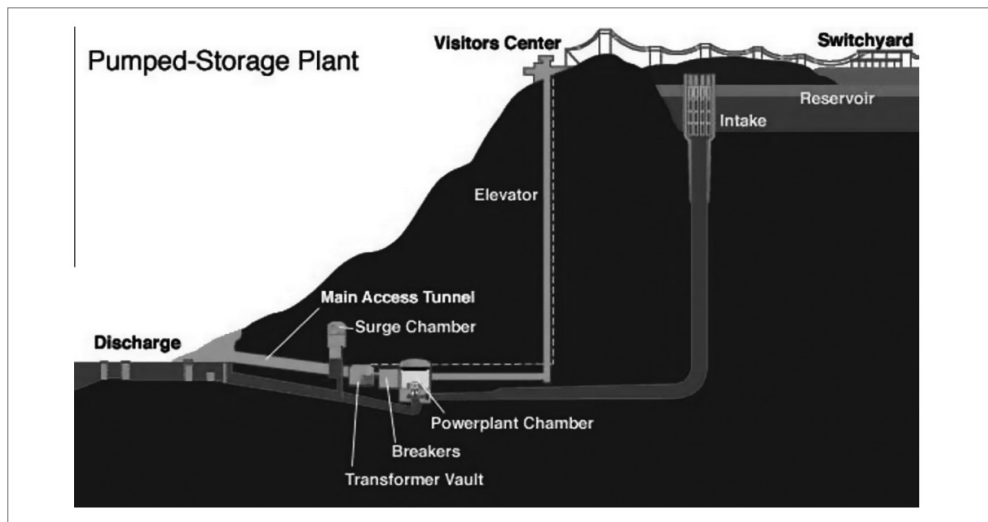


Figura 5.1 Arranjo de um sistema PHS.

Fonte: Chen *et al.*, 2009.

Como no processo anterior se faz uso de um motor elétrico – e sabe-se que se trata de uma máquina elétrica que funciona tanto como motor quanto gerador elétrico –, nos horários de ponta, quando a demanda de energia é maior do que a disponível na rede de distribuição, a água flui do reservatório superior para o inferior e o motor agora funciona como um gerador, entregando energia elétrica para o sistema elétrico em que está conectado (Grbovic, 2014).

A energia armazenada em um PHS pode ser calculada por (5.5):

$$W_{PHS} = V_0 \rho g H \quad (5.5)$$

sendo:

- V_0 (m³) – volume do reservatório superior;
- ρ (kg/m³) – densidade da água;
- g (m/s²) – aceleração da gravidade ($\cong 9,81$);
- H (m) – distância vertical entre o reservatório superior e a máquina elétrica.

A tecnologia PHS tem grande volume, longo período de armazenamento, elevada eficiência e relativamente baixo investimento por unidade de energia (Chen *et al.*, 2009). Devido à evaporação da água nos reservatórios e às perdas na conversão da energia, sistemas PHS têm uma eficiência de aproximadamente 82% (U.S. DOE, 2020). Sistemas desse tipo têm uma vida útil maior do que 40 anos (Kondoh *et al.*, 2000) e não se tem um número máximo de ciclos de carga e descarga, uma vez que não se utiliza de nenhum processo eletroquímico, dependendo apenas da vida útil da máquina elétrica envolvida no processo e dos níveis dos reservatórios de água (Chen *et al.*, 2009). Esses armazenadores têm capacidade de potência entre 100 e 5.000 MW e tempo de descarga de 1 a 24 horas.

Ambientalmente, essa tecnologia apresenta impacto negativo, uma vez que é necessário a poda de árvores e desmatamento para a construção dos reservatórios (Chen *et al.*, 2009).

5.4.2.2 Armazenador de energia a ar comprimido

Esta tecnologia Caes (do inglês *compressed air energy storage*) armazena a energia em forma de ar comprimido. O Caes é o único sistema comercialmente disponível, além do PHS, capaz de fornecer uma grande quantidade de energia armazenada.

O sistema consiste em um motor elétrico, um gerador elétrico e duas ou mais turbinas a gás (no caso do esquema da Figura 5.2, duas turbinas). O processo de armazenamento de energia consiste em armazenar o ar comprimido nos horários de

ponta, por meio do motor elétrico, em um reservatório de ar. Porém, são necessários grandes reservatórios para grandes armazenamentos e, dessa maneira, os melhores locais para se realizar esse processo são as cavernas. Para minimizar os custos, minas abandonadas são preferencialmente utilizadas, ou ainda minas de sal abandonadas. A vantagem de se armazenar o ar comprimido em minas de sal se deve ao fato de que, quando o ar está sendo armazenado, ele também está sob grande pressão e altas temperaturas; isso, misturado com o sal, cria um gás que se deposita nas eventuais fissuras da caverna selando-a quase que totalmente e aumentando a eficiência do sistema, uma vez que a quantidade de ar comprimido que vaza é reduzida. O processo de armazenamento de ar é o equivalente ao carregamento de uma bateria eletroquímica.

Durante os horários fora de ponta, baixa demanda e elevados níveis de geração, o ar comprimido é retirado do reservatório por meio de uma turbina a gás multiestágio. A turbina aciona o gerador elétrico que converte a energia mecânica em energia elétrica e alimenta o sistema elétrico via transformadores (Grbovic, 2014).

Um dos problemas desse sistema é o armazenamento do ar comprimido a elevadas temperaturas, uma vez que, durante o período em que fica armazenado, ele perde o calor que tinha quando do processo inicial reserva. As turbinas a gás são semelhantes a turbinas de avião e, para se ter a pressão necessária no processo apresentado na Figura 5.2, o ar comprimido foi misturado a algum combustível fóssil (querosene, no caso de turbinas a jato). Porém, isso eleva o custo do processo de armazenamento de energia.

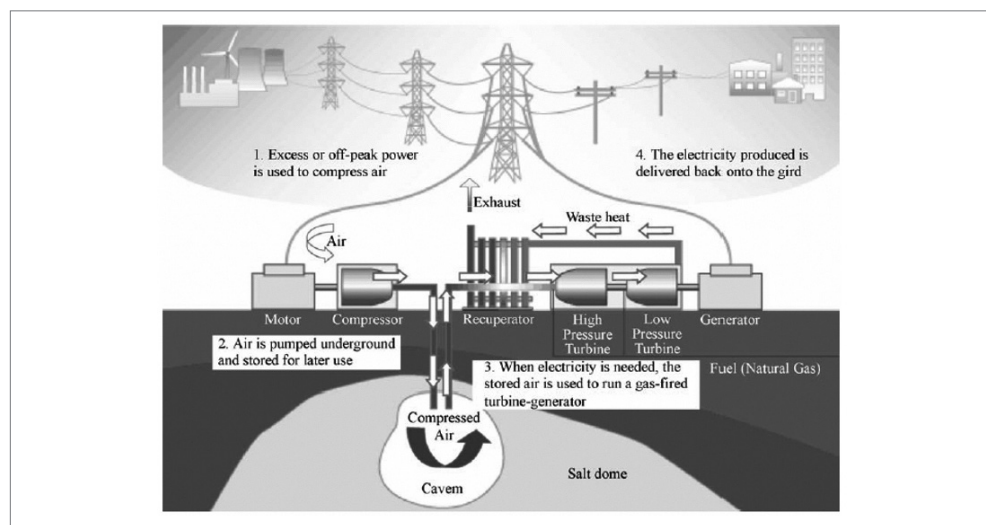


Figura 5.2 Arranjo de um sistema Caes.

Fonte: Chen *et al.*, 2009.

Para solucionar esse problema, são utilizadas rochas denominadas *pebble beds*, ou conglomerados de quartzo. Essas rochas têm a propriedade de alta absorção de calor e quando o ar aquecido passa por elas no estágio do armazenamento de energia, essas rochas absorvem esse calor; quando o processo de fornecimento de energia é iniciado, o ar comprimido já resfriado, devido ao tempo em que ficou armazenado, passa novamente por onde estão essas rochas e assim são aquecidos. Esse processo pode ser visualizado na Figura 5.3.

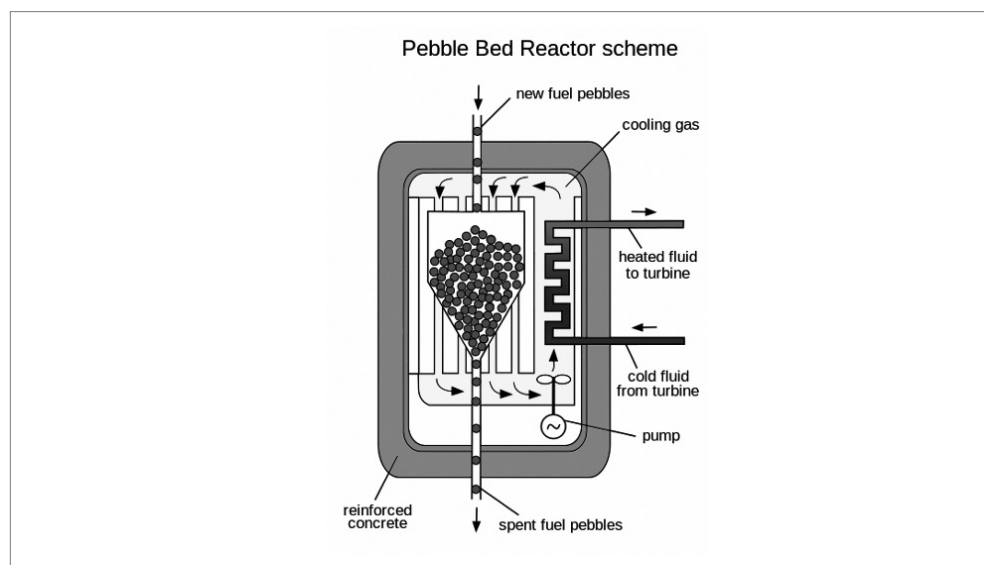


Figura 5.3 Reator para *pebble bed*.

Fonte: Revol, 2015.

A eficiência de um Caes varia entre 55 e 80%, devido à vazão do ar comprimido no reservatório. Sua vida útil varia entre 20 e 40 anos (U.S. DOE, 2020). Assim como a PHS, o Caes não passa por processos químicos, então não existe limite para ciclos de carga e descarga durante sua vida útil (Kondoh *et al.*, 2000).

A capacidade de potência média instalada do Caes pode variar entre 5 e 300 MW, e seu tempo de descarga pode variar de 1 a 24 horas (Chen *et al.*, 2009).

Ambientalmente, os sistemas Caes que utilizam minas de sal apresentam impactos negativos devido a emissões derivadas da combustão do gás criado no processo (Chen *et al.*, 2009).

5.4.2.3 Armazenador de energia de roda livre

O AEE de roda livre (do inglês *flywheel*) armazena energia em forma de energia cinética de um corpo girante. Essa tecnologia consiste em um rotor com grande inércia e

um conversor eletromecânico bidirecional, tal como uma máquina elétrica trifásica, que fica conectado ao mesmo eixo do rotor com alta inércia (Grbovic, 2014).

A energia cinética do *flywheel* é (5.6):

$$W_{FW} = \frac{1}{2} J_0 \omega_0^2 \quad (5.6)$$

sendo:

- J_0 é o momento de inércia de todo o sistema rotacional, incluindo os rotores da máquina elétrica e do próprio *flywheel*;
- ω_0 é a velocidade angular do *flywheel*.

A Figura 5.4 ilustra um sistema desse tipo (Chen *et al.*, 2009).

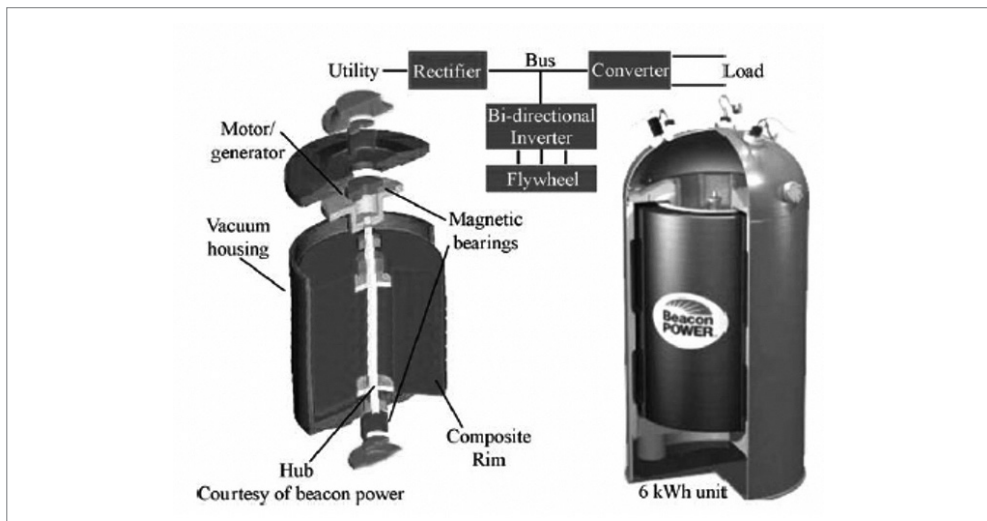


Figura 5.4 Sistema *flywheel*.

Fonte: Chen *et al.*, 2009.

Durante a carga, a máquina elétrica opera como motor e acelera o rotor do *flywheel*. Durante a descarga, o oposto ocorre, e o rotor do *flywheel* acoplado ao eixo da máquina elétrica a faz operar como gerador. Como se pode ver em (5.6), a energia cinética depende fortemente da velocidade do rotor do AEE. Dessa maneira, dois tipos de *flywheel* surgiram: de alta velocidade (cerca de 40.000 rpm) e de baixa velocidade (cerca de 7.000 rpm). Sistemas modernos alcançam uma eficiência superior a 80%.

Sua vida útil varia entre 10.000 e 100.000 ciclos (~20 anos), determinada pela fadiga, originada a depender do tipo de projeto do AEE (Ibrahim; Ilinca; Perron, 2008).

A capacidade de potência média instalada do *flywheel* de alta velocidade pode variar entre 1 e 10 MW e para o de baixa, de 0,1 a 10 MW. Seu tempo de descarga varia de milissegundos a 15 minutos (Chen *et al.*, 2009; U.S. DOE, 2020).

Ambientalmente, esse tipo de sistema quase não oferece risco algum, uma vez que não utiliza processos químicos para o seu funcionamento.

5.4.2.4 Armazenador de energia supercondutor magnético

O armazenador de energia supercondutor magnético (SMES, do inglês *super-conducting magnetic energy storage*) é um dispositivo que armazena energia na forma de campo magnético que é criado por uma corrente contínua em uma bobina supercondutora (BS) (Molina, 2012). O SMES é composto por uma bobina supercondutora e um conversor bidirecional.

Uma bobina supercondutora é um indutor linear com indutância L_0 , geralmente feito de nióbio-titânio (NbTi). A energia do SMES carregado pela corrente I_0 é (5.7):

$$W_{SMES} = \frac{1}{2} L_0 I_0^2 \quad (5.7)$$

De (5.7) é possível visualizar que grandes quantidades de energia requerem alta indutância e uma alta corrente. A resistência de um supercondutor é virtualmente zero. Devido a sua propriedade supercondutora magnética, uma indutância da ordem de dezenas de Henry pode ser facilmente alcançada, enquanto I_0 pode ser da ordem de milhares de ampères. Assim, uma capacidade de energia da ordem de dezenas de megajoules pode ser alcançada (Grbovic, 2014). A Figura 5.5 ilustra a estrutura básica de um SMES.

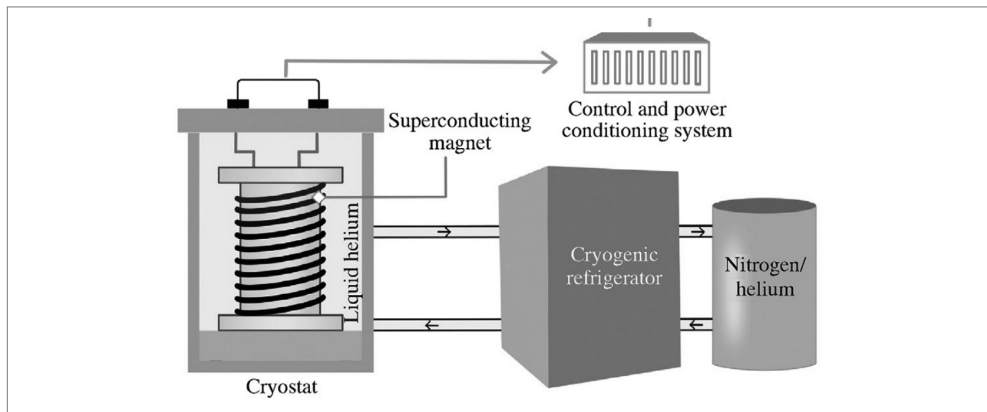


Figura 5.5 Estrutura de um sistema SMES.

Fonte: Matali; Dhinakaran; Mohamad, 2022.

O princípio básico de funcionamento consiste em, quando a BS está carregada, a corrente não decai e a energia magnética pode ser armazenada indefinidamente. Essa energia armazenada pode ser liberada de volta à rede elétrica simplesmente descarregando-se a BS (Molina, 2012).

Um das vantagens desse AEE é a boa eficiência instantânea de carga/descarga que chega a aproximadamente 95%. Além do mais, esses sistemas são capazes de descarregar praticamente toda a energia armazenada, ao contrário do que ocorre em baterias eletroquímicas. Eles são muito úteis para aplicações que exigem elevados ciclos de cargas/descarga. Sua vida útil varia entre 10.000 e 100.000 ciclos (+20 anos) (Ibrahim; Ilinca; Perron, 2008).

A capacidade de potência média instalada do SMES pode variar de 100 a 10 MW e seu tempo de descarga variar de milissegundos a 8 segundos (Chen *et al.*, 2009).

Ambientalmente, esse tipo de sistema pode se tornar negativo, uma vez que produz fortes campos eletromagnéticos para o armazenamento da energia.

5.4.2.5 Capacitores (supercapacitores)

A maneira mais direta de se armazenar energia elétrica é por meio de capacitores. De forma simples, um capacitor consiste em duas placas de metal separadas por um material dielétrico.

Os capacitores podem ser substituídos substancialmente mais rápidos do que baterias convencionais e serem submetidos a ciclos da ordem de dezenas de milhares de vezes e com elevada eficiência (Chen *et al.*, 2009).

Progressos recentes na tecnologia voltada a capacitores culminaram no surgimento dos supercapacitores. Esses dispositivos consistem em uma estrutura porosa de carbono ativado, para um ou ambos os eletrodos, que ficam imersos em uma solução eletrolítica (tipicamente hidróxido de potássio ou ácido sulfúrico) e um separador que previne o contato físico entre os eletrodos, porém permite a transferência de íons entre eles (Molina, 2012). Essa estrutura cria 2 capacitores, um para cada eletrodo, conectados em série (Grbovic, 2014), como ilustrado na Figura 5.6.

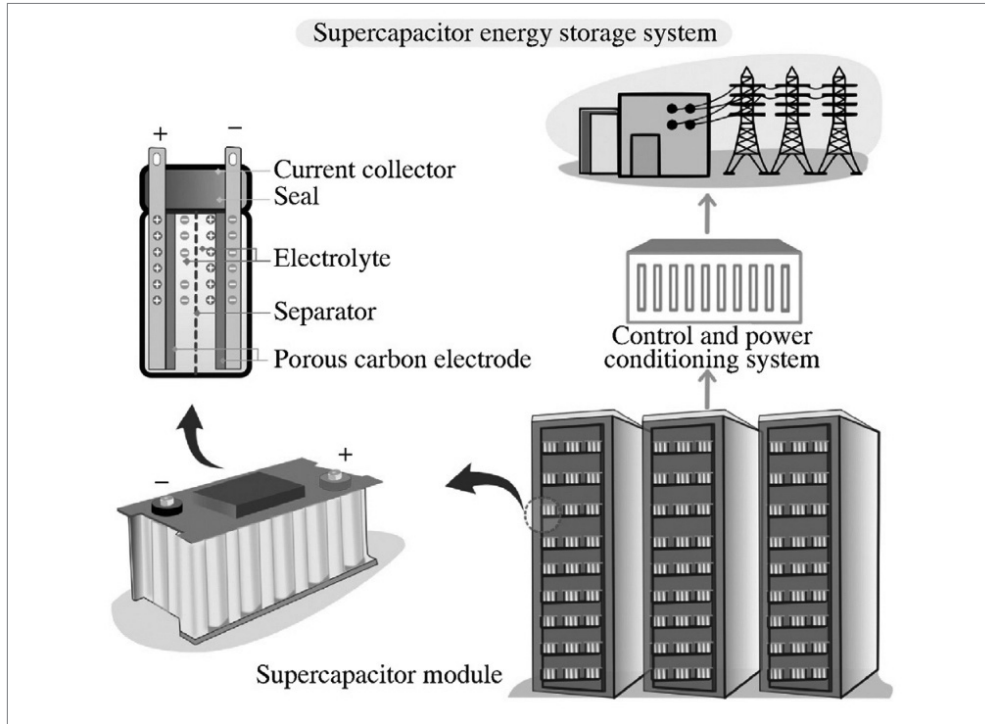


Figura 5.6 Supercapacitor.

Fonte: Matali; Dhinakaran; Mohamad, 2022.

A capacitância depende do tamanho dos íons e da superfície do eletrodo condutor. Uma vez que o diâmetro dos íons é da ordem de ângstroms,² enquanto a superfície é da ordem de milhares de metros quadrados, a capacitância é da ordem de milhares de Farads, o que é muito maior do que as capacitâncias de capacitores eletrolíticos comuns (Grbovic, 2014).

O supercapacitor é um capacitor não linear. A capacitância é controlada por meio da tensão de capacitância, definida como (5.8):

$$C(u) = C_0 + k_c u \quad (5.8)$$

sendo:

- C_0 a capacitância inicial, que representa a capacitância eletrostática do capacitor.

2 O ângström (Å) é uma unidade de medida de comprimento que se relaciona com o metro pela relação:
1 Å = 10^{-10} m.

- k_c um coeficiente que representa os efeitos da camada difusa do supercapacitor.

Carregando o supercapacitor por meio de uma tensão U_0 , a energia do supercapacitor é (5.9):

$$W_E = \frac{1}{2} \left(C_0 + \frac{4}{3} k_c U_0 \right) U_0^2 \quad (5.9)$$

Sua vida útil varia entre 8 e 10 anos, com uma eficiência de 95% (Ibrahim; Ilinca; Perron, 2008).

A capacidade de potência média instalada dos supercapacitores pode variar entre 0 e 300 kW e seu tempo de descarga variar de milissegundos a 60 minutos (Chen *et al.*, 2009).

Ambientalmente, causa pouco impacto, por seu descarte quando da sua troca.

5.4.2.6 Baterias eletroquímicas

As baterias eletroquímicas, chamadas também de baterias secundárias, são a forma mais antiga de se armazenar energia em forma de energia química. Uma bateria é composta de uma ou mais células eletroquímicas e cada célula consiste em um eletrodo positivo (ânodo) líquido, pastoso ou sólido, junto com um eletrodo negativo (cátodo) (Chen *et al.*, 2009), imersos em um meio eletrólito (Grbovic, 2014). Durante a descarga, ocorrem reações eletroquímicas nos dois eletrodos gerando um fluxo de elétrons por meio de um circuito externo. As reações são reversíveis, permitindo a bateria de ser recarregada pela simples aplicação de uma tensão externa nos eletrodos.

Dependendo do material empregado no eletrodo e o eletrólito, pode-se distinguir diferentes tipos de baterias eletroquímicas, por exemplo:

- Baterias de chumbo-ácido.
- Baterias de íon-lítio.
- Baterias de níquel-cádmio.
- Baterias de ferro-níquel.
- Baterias de sódio-enxofre.
- Baterias de sódio-níquel clorídrico.

Nesta subseção, por serem mais conhecidas e encontradas em nosso dia a dia, trataremos somente das baterias de chumbo-ácido e de íon-lítio, com maior atenção a esta última.

5.4.2.6.1 Baterias de chumbo-ácido

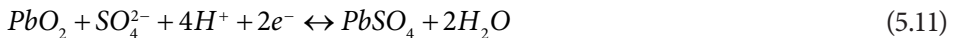
As baterias de chumbo-ácido (do inglês *lead-acid*), inventadas em 1859, são as mais antigas e difundidas baterias eletroquímicas. Esse tipo de bateria contém eletrodos de chumbo metálico e óxido e um eletrólito de cerca de 37% de ácido sulfúrico. No estágio de descarga, ambos os eletrodos se transformam em sulfato de chumbo, o eletrólito perde seu ácido sulfúrico dissolvido e se torna essencialmente água.

As reações químicas são:

Ânodo (5.10)



Cátodo (5.11)



Existem diversos tipos de baterias de chumbo-ácido, incluindo a bateria inundada que requer reposição de água destilada regularmente (Chen *et al.*, 2009).

Baterias de chumbo-ácido têm sido invariavelmente escolhidas para instalações de geração distribuída por meio de placas solares ou turbinas eólicas, devido a sua ampla disponibilidade de tamanho e custo (Dell; Rand, 2001).

Um sistema contendo bateria eletroquímica é ilustrado pela Figura 5.7.

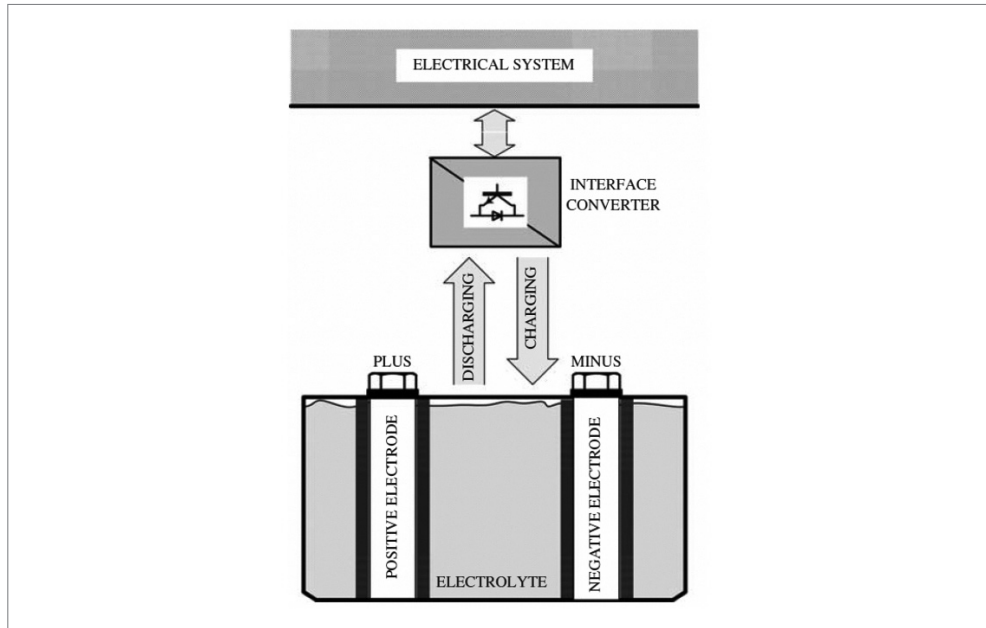


Figura 5.7 Sistema com bateria eletroquímica.

Fonte: Dell; Rand, 2001.

Sua vida útil é de, aproximadamente, 5 anos, com uma eficiência de 80% (U.S. DOE, 2020).

A capacidade de potência média instalada de baterias de chumbo-ácido pode variar entre 0 e 20 MW e seu tempo de descarga variar de segundos a horas (Chen *et al.*, 2009).

Ambientalmente, esse tipo de tecnologia causa impactos negativos, uma vez que utiliza um processo químico para o seu funcionamento, podendo resultar na liberação de resíduos tóxicos, caso não tenha um armazenamento correto para a sua utilização ou descarte.

5.4.2.6.2 Baterias de íon-lítio

Baterias de íon-lítio são as de baterias eletroquímicas mais empregadas no mercado. Essa tecnologia atualmente domina o mercado de baterias aplicadas em sistemas elétricos por possuírem características como:

- Alta densidade de energia.
- Alta potência.
- Elevada eficiência.
- Baixos níveis de autodescargas.

A bateria de íon-lítio é composta de materiais ativos (eletrodo negativo/eletrodo positivo), um eletrólito e uma membrana separadora que age como uma barreira entre os eletrodos positivos e negativos de maneira a evitar curtos-circuitos. Tipicamente, o eletrodo positivo é composto de óxido de metal de lítio e o eletrodo negativo é composto preferencialmente de grafite, devido a sua estabilidade após vários ciclos de expansão (durante a carga) e contração (durante a descarga), abundância e baixo custo. O negativo possui um coletor de corrente composto de cobre, e o eletrodo positivo, de alumínio.

Durante o processo de descarga da bateria, o eletrodo positivo é reduzido e o eletrodo negativo é oxidado. Nesse processo, íons de lítio são retirados do eletrodo negativo passando para o eletrodo positivo. No processo de carga da bateria, o processo é revertido, ou seja, íons de lítio são retirados do eletrodo positivo passando para o eletrodo negativo. Esse movimento do lítio é causado pela diferença de potencial entre os eletrodos durante a carga e a descarga. Os elétrons fluem por meio de um circuito externo gerando, assim, corrente elétrica. Ocorrem reações parasitas com o eletrólito durante os primeiros ciclos, o que cria uma camada de passivação na superfície do eletrodo negativo, a interfase do eletrólito sólido (SEI, do inglês *solid-electrolyte interphase*). Isso leva à perda irreversível do estoque de lítio, o que pode resultar em perda de capacidade da bateria em algumas tecnologias. No entanto, a capacidade nominal de uma célula de íons de lítio é sempre a capacidade líquida dos íons de lítio consumidos durante a formação inicial do SEI. Além disso, a camada de passivação atua como uma barreira e reduz a decomposição adicional do eletrólito durante o ciclo de vida da célula (U.S. DOE, 2020). A Figura 5.8 mostra esse tipo de bateria.

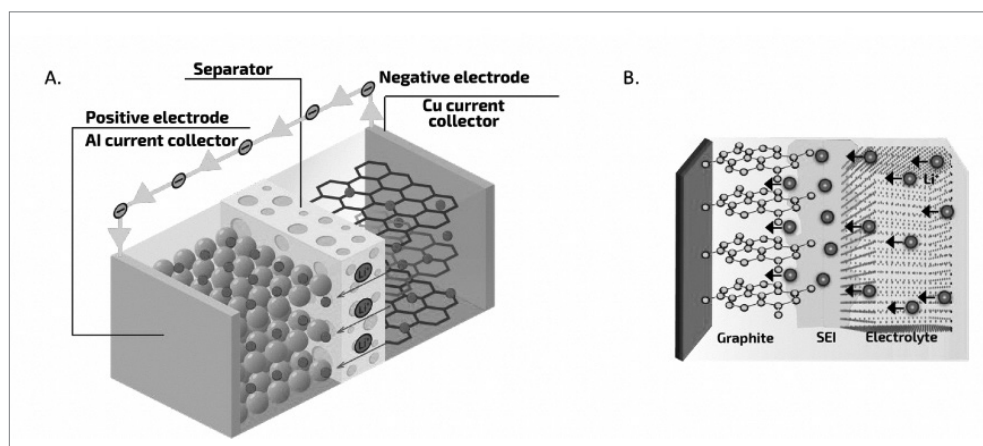
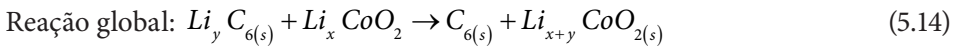
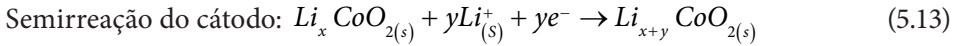
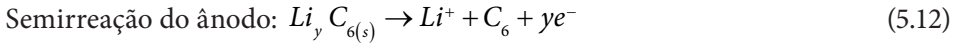


Figura 5.8 A) Bateria de Íon-Lítio durante a descarga. B) Formação da camada de passivação (SEI) no eletrodo negativo.

Fonte: U.S. DOE, 2020.

As baterias de íon-lítio funcionam a partir da reação de oxirredução representada por 5.12 e 5.13:



Outro fato em relação a esse tipo de bateria eletroquímica é que, dependendo do tipo de aplicação, podem ser utilizadas baterias com células de alta densidade de energia (LiE) ou células de alta potência (LiP). Para aplicações que demandam descargas rápidas em alguns minutos, células com elevada potência são aplicadas. Para aplicações que requeiram descargas que durem algumas horas, células com alta densidade de energia são aplicadas (U.S. DOE, 2020).

5.4.2.7 Baterias de segunda vida

Com o avanço no desenvolvimento da tecnologia empregada em sistemas de geração fotovoltaicas e o aumento da competitividade de empresas que prestam serviços de dimensionamento e instalação, o acesso a esse tipo de geração por parte dos consumidores residenciais e comerciais tem aumentado. Nesse sentido, surge o conceito do prosumidor (produtor/consumidor de energia elétrica) para o consumidor que gera sua própria energia e injeta o excedente gerado nas redes de distribuição.

No entanto, com o aumento da penetração fotovoltaica nos sistemas de distribuição de energia elétrica, as companhias de distribuição de energia elétrica têm tido dificuldades para gerenciar os efeitos ocasionados por esse fenômeno. Dentre eles, pode-se citar a sobretensão causada pelo perfil da geração fotovoltaica combinado ao perfil de demanda em baixa tensão. Companhias de energia têm verificado a ocorrência de sobretensões ilhadas em seus sistemas de distribuição.

Dessa maneira, alternativas vêm sendo buscadas para que esses efeitos sejam mitigados. Uma das alternativas já conhecidas é referente à utilização de armazenadores de energia eletroquímicos de lítio-íon.

Adquirir baterias de lítio-íon para o desenvolvimento de banco de baterias para serem utilizados para serviços auxiliares no sistema elétrico pode ser economicamente inviável. Portanto, o reaproveitamento das baterias de veículos elétricos (VE)

descartadas pode ser economicamente atrativo e ambientalmente sustentável. Surge, então, a possibilidade da utilização das chamadas *second life batteries*.

O conceito de *second life batteries* se aplica a baterias de lítio-íon que atingiram 80% do seu estado de vida útil (SoH, do inglês *state of health*). Por padrão, baterias de veículos elétricos de lítio-íon que atingirem 80% do seu SoH tem que ser substituídas.

Os trabalhos mais recentes publicados demonstram a aplicabilidade e a eficiência da utilização dessas baterias de segunda vida em sistemas elétricos de potência (Lacap; Park; Beslow, 2021; Casals; Amante García; Canal, 2019; Silvestri; De Santis; Bella, 2022; Locorotondo *et al.*, 2020; Deng *et al.*, 2022; Soto *et al.*, 2021).

A realização do condicionamento de *second life batteries* de íon-lítio é cada vez mais pertinente e urgente devido, principalmente, ao aumento da penetração de veículos elétricos e híbridos no Brasil e no mundo. Assim, é necessário tratar uma das questões mais importantes que permeiam a sustentabilidade da mobilidade elétrica no mundo, isto é, o destino dado aos bancos de baterias. É sabido que as baterias são compostas por diversos componentes químicos. Por isso, tal preocupação relacionada à destinação das baterias usadas se torna ainda mais importante.

5.5 CUSTOS RELACIONADOS AOS ARMAZENADORES DE ENERGIA

Conforme mostrado nas subseções anteriores, são diversos os tipos de tecnologias empregadas no processo de armazenamento de energia. Dependendo do tipo de tecnologia a ser analisada, os custos dos sistemas irão variar de acordo com as suas capacidades de potência (kW) e de energia (kWh). Dessa maneira, uma faixa de preços dos sistemas é fornecida por U.S. DOE (2020).

Uma vez que as tecnologias de armazenadores de energia podem ser utilizadas em diversos níveis do sistema elétrico de potência (ver Tabela 5.1), o estudo supracitado considerou uma faixa de 0,01 MW até 100 MW de potência nominal dos sistemas analisados.

Em sua metodologia de estipulação de custos, os pesquisadores em U.S. DOE (2020) afirmam que é necessário considerar os custos envolvidos em relação aos equipamentos que são empregados nos diversos níveis que compõem a estrutura básica de um determinado sistema armazenador de energia. Para isso, utilizam uma arquitetura de estrutura padrão, sugerida pela empresa Mustang Prairie Energy. A Figura 5.9 ilustra o diagrama da arquitetura estrutural sugerida.

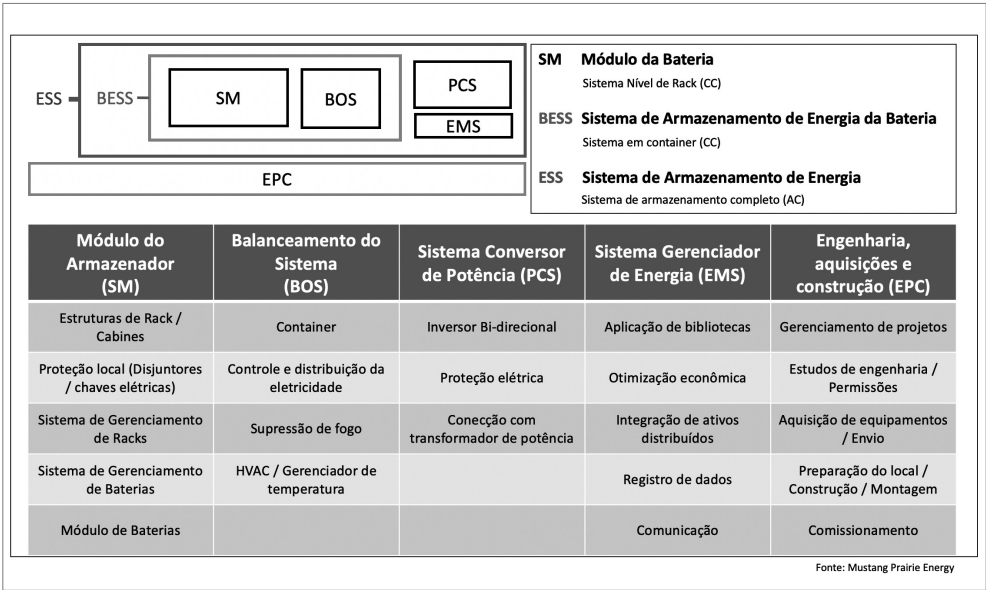


Figura 5.9 Diagrama do sistema de armazenamento de energia.

Fonte: traduzida de U.S. DOE, 2020.

As definições dos diferentes segmentos de um sistema de armazenamento de energia padrão são as que seguem (U.S. DOE, 2020):

- Módulo do armazenador (SM, do inglês *storage module*): conjunto de componentes inseridos em um módulo para a construção da capacidade de energia (kWh) de um sistema de armazenamento de energia. Por exemplo: um *rack* completo, consistindo de módulos de baterias, sistema de gerenciamento de baterias (BMS) e cabos elétricos associados.
- Balanceamento do sistema (BOS, do inglês *balance of system*): conjunto de equipamentos necessários para abrigar e combinar uma série de módulos de armazenadores de energia em um sistema CC completo. Por exemplo: contêineres, cabos elétricos, chaves elétricas, gerenciamento térmico, supressão de fogo, entre outros.
- Sistema armazenador de energia da bateria (BESS, do inglês *battery energy storage system*): sistema de armazenamento de energia em nível CC completo. Compreende um ou mais módulos de armazenadores acompanhados dos BOS, de maneira que uma unidade pode ser eletricamente conectada com outros componentes elétricos do sistema.
- Sistema conversor de potência (PCS, do inglês *power conversion system*): converte e gerencia o fluxo de potência (kW) entre os elos CC e AC do circuito de

potência. Os componentes desse sistema incluem inversores bidirecionais, proteções para isolação do sistema CC e cabos elétricos para conexões.

- Sistema de gerenciamento de energia (do inglês *energy managment system*): controla a operação do sistema de armazenamento de energia. Tipicamente, esse sistema inclui equipamentos de comunicação para conectar sistemas tipo SCADA e sistemas de gerenciamento de dados.
- Sistema armazenador de energia (do inglês *energy storage system*): lista completa de equipamentos de nível AC do sistema de armazenamento de energia. Compreende todos os equipamentos necessários, exceto o transformador de potência elevador de tensão.

De maneira a mostrar um resumo mais completo de tudo o que foi discutido na Seção 5.4, com a inclusão dos custos dos sistemas, a Tabela 5.2 mostra os dados compilados de U.S. DOE (2020) e Chen *et al.* (2009). Vale ressaltar que os dados relacionados aos custos dos sistemas foram extraídos da referência mais recente. Apenas as tecnologias com maior representatividade, ou seja, com maior quantidade em operação, foram analisadas.

A capacidade de potência do sistema de armazenamento impacta diretamente no seu custo final, uma vez que grandes sistemas têm tipicamente custos menores (tomando como base \$/kWh) em relação a sistemas menores. Por exemplo: para o sistema composto do armazenador LiP, observando-se a segunda e última coluna da Tabela 5.2, o custo de um sistema de 0,1 MW é de \$755,20/kW, ao passo que o custo de um sistema de 100 MW é de \$466,30/kW.

Tabela 5.2 Comparação das características técnicas e de custos de sistemas de armazenamento de energia

Sistemas	Potência e tempo de descarga			Duração do armazenamento		Vida útil (anos)	Eficiência do ciclo (carga/descarga)	Profundidade de descarga	Capacidade no fim da vida útil (% do original)	Operação e manutenção (O&M)	Custos (\$/kW)
	Potência considerada	Tempo de descarga	Autodescarga/dia		Duração adequada do armazenamento						
PHS	100 MW	1 – 24 h+	Muito baixa		Horas – meses	~ 40	82%	100%	100%	1%	1.633,20
Caes	100 MW	1 – 24 h+	Baixa		Horas – meses	~ 40	50 – 80%	100%	100%	1%	1.614,30
<i>Flywheel</i>	0,1 – 10 MW	Milissegundos – 4 h	100%		Segundos – minutos	~ 20	80%	100%	100%	2%	880,00 – 1.250,00
Chumbo	0,01 – 1 MW	Segundos – horas	0,1 – 0,3%		Minutos – dias	~ 5	80%	50%	80%	3%	338,40 – 810,60
LiP	0,1 – 100 MW	Minutos – horas	0,1 – 0,3%		Minutos – dias	~ 10	80 – 85%	80 – 100%	70 – 80%	2%	466,30 – 755,20
LiE	0,01 – 100 MW	Minutos – horas	0,1 – 0,3%		Minutos – dias	~ 10	85 – 90%	80 – 100%	70 – 80%	2%	402,20 – 1.057,80

Fontes: U.S. DOE, 2020; Chen *et al.*, 2009.