

Rp

## REPORTE

Dirección de Análisis y Estrategias de Energía  
Vicepresidencia de Infraestructura

# MECANISMO PARA A INTEGRAÇÃO DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS INTERMITENTES: ARMAZENAMENTO

Autor: Mauricio T. Tolmasquim

Mecanismo para a Integração das Energias Renováveis Intermitentes:  
Armazenamento (2017)

Documento elaborado bajo la coordinación de la Dirección de Análisis y Estrategias de Energía, Vicepresidencia de Infraestructura, CAF.

Mauricio Garrón, Director, Dirección de Análisis y Estrategias de Energía

Albert Ribeiro, Ejecutivo, Dirección de Análisis y Estrategias de Energía

Edición: Dirección Corporativa de Comunicación Estratégica

(\*) Com apoio de:

**Gabriela Nascimento da Silva**

Mestranda da Universidade Federal do Rio de Janeiro

**Título:** Mecanismo para a Integração das Energias Renováveis Intermitentes:  
Armazenamento

**Editor:** CAF, Vicepresidencia de Infraestructura

**Autor:** Mauricio T. Tolmasquim

**La versión digital de este libro se encuentra en <http://scioteca.caf.com>**

**© 2017 Corporación Andina de Fomento, todos los derechos reservados**

Pequeñas secciones del texto, menores a dos párrafos, pueden ser citadas sin autorización explícita siempre que se cite el presente documento. Los resultados, interpretaciones y conclusiones expresados en esta publicación son de exclusiva responsabilidad de su(s) autor(es), y de ninguna manera pueden ser atribuidos a CAF, a los miembros de su Directorio Ejecutivo o a los países que ellos representan. CAF no garantiza la exactitud de los datos incluidos en esta publicación y no se hace responsable en ningún aspecto de las consecuencias que resulten de su utilización.

© 2014 Corporación Andina de Fomento

## Sumário

I. Introdução.....	5
II. O papel do armazenamento na introdução de fontes intermitentes ao sistema.....	6
III. Operação do Sistema com armazenamento.....	8
IV. Tecnologias e aplicações de Armazenamento de Energia .....	11
4.1. Usinas Hidrelétricas Reversíveis.....	12
4.2. Armazenamento de Energia a Ar Comprimido .....	14
4.3. Supercondutores e os Supercapacitores.....	15
4.4. Hidrogênio.....	16
4.5. Baterias.....	17
V. Uso de Veículos Elétricos/ Plug in para armazenar e suprir energia e serviços ancilares para o Grid.....	21
VI. Custos do armazenamento .....	25
VII. Comentários finais.....	29
Referências.....	33

## Índice de figuras

Figura 1: Principais componentes de um sistema de armazenamento e as perdas relacionadas ao sistema. Fonte: (Zakeri & Syri, 2015). .....	10
Figura 2: Possibilidades de integrações das tecnologias de armazenamento. Fonte: (Palizban et al., 2016).....	11
Figura 3: Esquema do armazenamento de energia utilizando o hidrogênio e pilha a combustível. (Mahlia et al., 2014).....	17
Figura 4: Comparação dos custos de capital de energia e custos de operação e manutenção das tecnologias de armazenamento Fonte: Luo et al., 2015.....	26

## Índice de tabelas

Tabela 1: Características dos diferentes tipos de bateria .....	19
Tabela 2: Características referentes aos custos das diferentes tecnologias de armazenamento .....	27

## I. Introdução

Os combustíveis fósseis possuem duas características importantes, além de serem fontes de alta concentração energética: eles podem ser armazenados até o momento em que seu uso for necessário, e podem ser transportados para o local de sua utilização (Kousksou et al., 2014).

Em contrapartida, a maioria das energias renováveis, seja na forma primária (da maneira disponível na natureza), ou na forma secundária (após a transformação em eletricidade) não podem ser armazenadas, sendo imperativa a sua utilização imediatamente após sua geração. Esta situação gera o desafio do equilíbrio instantâneo de geração e consumo da energia.

Ao longo dos anos, o setor elétrico enfrentou o desafio de equilibrar a geração de eletricidade com uma carga variável, porém, atualmente o desafio foi ampliado, devido à entrada gradual de uma geração que também é variável. Uma alternativa para auxiliar no balanceamento entre geração e demanda é o armazenamento da energia elétrica. O armazenamento de energia em grande escala é uma solução promissora para aumentar a flexibilidade do sistema elétrico e reduzir os desperdícios da energia proveniente de fontes renováveis variáveis (Chen & Zhao, 2014).

Os sistemas de armazenamento podem ser carregados em momentos de excesso de geração elétrica renovável, armazenando energia para a utilização em períodos de escassez de recursos renováveis (Zakeri & Syri, 2015). Desta forma, sistemas de armazenamento de energia podem ser operados tanto como geração quanto como carga, fornecendo respostas rápidas e precisas a mudanças na oferta e demanda de energia elétrica. Ou seja, o desenvolvimento de mecanismos de armazenamento em grande escala tem o potencial de contribuir para a integração das energias renováveis variáveis, sem um aumento significativo nas emissões de gases de efeito estufa, que ocorre no uso das termelétricas.

Além de facilitar o equilíbrio entre oferta e demanda, as baterias possibilitam a redução da demanda de pico e, conseqüentemente, da necessidade de construção de plantas para atender esta demanda em horários críticos; bem como são capazes de aumentar a resiliência dos sistemas na ocorrência de imprevistos, como variações climáticas e desastres naturais (Forrest et al., 2016, Palizban et al., 2016).

Contudo, o atual custo elevado das tecnologias e a multiplicidade de aplicações para o armazenamento tornam a avaliação de sua viabilidade econômica complexa. As diferentes características, aplicações e custos das principais tecnologias de armazenamento serão

apresentadas neste texto, como forma de investigar o potencial das tecnologias de armazenamento como medida para integração das energias renováveis não convencionais em sistemas elétricos.

## II. O papel do armazenamento na introdução de fontes intermitentes ao sistema

O gerenciamento do sistema elétrico como um todo envolve o equilíbrio entre o fornecimento de eletricidade e a demanda de usuários finais. Com a entrada de energias renováveis variáveis na rede, a maior flutuação e imprevisibilidade por parte da geração afetam este equilíbrio. Desta forma, a confiabilidade da rede pode ser comprometida, sendo imperativo o uso de mecanismos para o reestabelecimento da estabilidade do sistema (Subburaj et al, 2015).

Os sistemas de armazenamento de energia podem desempenhar um papel importante na superação de muitas dificuldades associadas à integração de energias renováveis variáveis na rede. As funções que as tecnologias de armazenamento podem exercer incluem uma ampla gama de aplicações, dentre elas o gerenciamento de energia e a manutenção da qualidade da potência elétrica fornecida. Exemplos de aplicações no gerenciamento de energia são a suavização do pico da curva de carga (*peak shaving*) e o *time shifting* (armazenamento da energia em momentos de baixa demanda para descarga quando a demanda for alta). Em se tratando de qualidade da potência, as tecnologias utilizadas precisam ter um tempo de resposta muito rápido (milissegundos) (Luo et al., 2015). Muitos sistemas de armazenamento possuem a capacidade de responderem imediatamente a sinais de comando, o que os torna bons candidatos para atuarem em sinergia com energias renováveis (Katsanevakis et al., 2016).

O armazenamento de energia pode, igualmente, ser útil no suporte de frequência. Uma queda rápida na frequência ou um desvio de frequência (em relação à frequência projetada) decorrente de variações do recurso renovável, podem danificar os equipamentos, levando a consequências para o sistema. Esse desequilíbrio entre geração e carga pode ser reduzido com o uso de sistemas de armazenamento de energia, para compensar uma redução súbita no suprimento (Kousksou et al., 2014; IEA, 2014).

Em períodos médios a longos, os armazenamentos de grandes volumes permitem reduzir desequilíbrios de energia sazonais. As aplicações que envolvem armazenamento sazonal podem desempenhar um papel importante para possibilitar uma alta penetração de energias renováveis variáveis futuramente em sistemas elétricos. Para desempenhar tal papel, as tecnologias devem possuir uma elevada capacidade de armazenamento e taxas muito baixas de

perdas por auto descarga. Atualmente, as mais comuns tecnologias para armazenamento sazonal conectadas à rede são usinas hidrelétricas reversíveis (Gallo et al., 2016).

Da mesma forma que a geração flexível, o armazenamento de energia também é capaz de atuar prontamente para contribuir no gerenciamento da operação de sistemas elétricos com elevada participação de fontes intermitentes, agindo como “fonte geradora”. Porém, o armazenamento ainda possui a vantagem de poder desempenhar a função de carga, o que possibilita aproveitar o excedente de eletricidade produzido pelas fontes renováveis de energia, além de evitar ameaças à segurança da operação da rede elétrica. Portanto, o armazenamento é um mecanismo ideal para complementar a variabilidade das energias renováveis, criando demanda durante períodos de excesso e servindo de suprimento durante a escassez (IEA, 2014).

O aproveitamento do excedente gerado por fontes renováveis é uma questão essencial para novos projetos de energias renováveis, pois com este aproveitamento há um aumento da receita associada ao projeto, que pode definir se um empreendimento é viável ou não. De fato, a energia armazenada pode ser descarregada em momentos de pico da demanda em que os preços de eletricidade são mais altos. Desta forma é possível maximizar os lucros e alcançar uma maior integração das energias renováveis variáveis (Katsanevakis et al., 2016; Barzin et al., 2015).

Em sistemas elétricos com alta penetração de energias renováveis variáveis, as usinas podem ter que gerar de forma diferente da qual foram projetadas. Nestes casos, o armazenamento de energia elétrica pode ser utilizado em sinergia com a geração de plantas concebidas para atuar na base (inflexíveis) evitando operações fora do ideal da usina, como em carga parcial ou paradas não programadas. Sendo assim, a utilização de armazenamento pode fornecer uma geração de base mais econômica (evitando gastos adicionais com combustível por operar fora de seu ótimo), com menos emissões e menor desgaste para os equipamentos (Zakeri & Syri, 2015; Katsanevakis et al., 2016).

Ao contrário da geração flexível, o armazenamento não necessita de combustível fóssil (com exceção do CAES- compressed air energy storage convencional), podendo a energia ser toda proveniente de fontes renováveis. No caso de geração flexível baseada em combustíveis fósseis, esta é dependente de um fornecimento regular, que, em muitos casos, está relacionado a questões geopolíticas que extrapolam assuntos técnicos e operacionais, impactando o suprimento. Os combustíveis também incorrem em custos, muitas vezes altos devido também à logística para serem transportados ao local em que serão utilizados. Por último, a utilização de

armazenamento acarreta em uma menor quantidade de emissões quando comparada à geração flexível baseada em combustíveis fósseis<sup>1</sup>.

O armazenamento, por si só, não melhora as previsões de produção das energias renováveis variáveis, contudo pode potencialmente mitigar os erros de previsão, servindo como geração em períodos de insuficiências da produção, atuando como carga durante um excesso inesperado de oferta de energia e fornecendo reservas de resposta rápida, quando necessário (IEA, 2014).

O armazenamento de energia pode reduzir a necessidade de reserva girante (empregada para assegurar o balanceamento e a estabilidade do sistema), ao garantir o fornecimento de potência, durante os períodos de variações repentinas da geração. Além disso, a eletricidade gerada por fontes renováveis, ao ser armazenada e despachada localmente, pode substituir uma parte da energia transportada pela rede, reduzindo as perdas técnicas (IEA, 2014; Katsanevakis et al., 2016).

Apesar de todos os benefícios mencionados, muitas das tecnologias ainda estão em estágio de desenvolvimento. Por isso é importante uma avaliação criteriosa para analisar se são necessários mecanismos adicionais para executar tais funções, de modo a evitar utilizações precipitadas que possam prejudicar o sistema.

### III. Operação do Sistema com armazenamento

Como já mencionado, uma característica da energia elétrica é a obrigatoriedade de ser consumida imediatamente após sua produção, o que certamente é uma dificuldade para sistemas elétricos baseados em fontes renováveis intermitentes. O armazenamento de energia figura como uma possível solução para o descasamento entre geração e carga, com a possibilidade de armazenar energia de outras formas que não a eletricidade.

Um fator importante para a avaliação da viabilidade da tecnologia de armazenamento de energia é a aplicação na qual o armazenamento será utilizado. O armazenamento de energia é capaz de prover serviços a níveis locais como *peak shaving* e a níveis da rede como um todo, como controle de tensão e de potência. Também é possível, através do armazenamento de energia, diminuir as perdas devido a um possível excesso da geração de eletricidade em momentos de condições favoráveis para as energias renováveis. Por outro lado, com os benefícios trazidos pela possibilidade de se armazenar energia, vem a tarefa de determinar a

---

<sup>1</sup> Não estão sendo contabilizadas emissões do ciclo de vida, as emissões citadas se referem somente em relação ao processo.

melhor estratégia para o controle dessas unidades de armazenamento frente às incertezas que integram o sistema (Mahani et al., 2017).

Os serviços ancilares prestados à rede são requeridos para preservar a operação normal do sistema, na presença de pequenos ou grandes distúrbios. Um exemplo de pequeno distúrbio são variações na carga, enquanto distúrbios maiores podem se referir à perda de um gerador térmico. Considerando que muitas tecnologias de armazenamento podem responder mais rapidamente do que geradores térmicos, muitos dos serviços ancilares necessários podem ser fornecidos através do armazenamento (Katsanevakis et al., 2016). O controle de frequência, por exemplo, aspecto essencial para a operação do sistema, pode ser realizado com a utilização de armazenamento, visto que ele propicia uma resposta rápida e uma transmissão bidirecional de/para um sistema de potência (Moon et al., 2017).

Há muitas flutuações na potência gerada por fontes de energia renováveis variáveis que podem ser contornadas com a utilização de armazenamento. Estas aplicações são divididas basicamente em duas categorias: *time shifting* e *capacity firming*. No *time shifting*, a energia é armazenada em períodos em que a demanda é inferior à geração e entregue de volta à rede em momentos de baixa geração do sistema em relação à carga (Palizban et al., 2016). Isto traz duplo benefício ao sistema: evita que a elevada geração de energias renováveis na rede, aliada à falta de capacidade de absorver estes excessos, danifique a infraestrutura da rede de distribuição; e permite que a energia armazenada, que de outra forma seria vertida, possa ser utilizada para a suavização dos picos da curva de carga (Mahani et al., 2017). No *capacity firming*, o armazenamento permite suavizar a variação de potência e tensão provocadas pelas fontes renováveis de energia em um curto período de tempo através do armazenamento (Palizban et al., 2016).

O desafio da integração de altas penetrações de energias renováveis variáveis na rede impõe a necessidade de um gerenciamento inteligente das redes elétricas, de modo a realizar a identificação, comunicação e o controle dos sistemas de armazenamento e sua correspondência com o sistema elétrico (Patsiosa et al., 2016). O Sistema de Conversão de Potência (Power Conversion System – PCS) é utilizado para ajustar a tensão, a corrente e outras características da potência do armazenamento, dependendo das necessidades da carga do sistema (Zakeri & Syri, 2015; Blood, 2016). Outros elementos contidos no PCS incluem dispositivos que monitoram as condições de operação, detectam qualidade da potência e fornecem proteção em caso de situações adversas (Blood, 2016). A Figura 1 representa os principais componentes de um sistema de armazenamento, assim como as perdas relacionadas ao sistema.

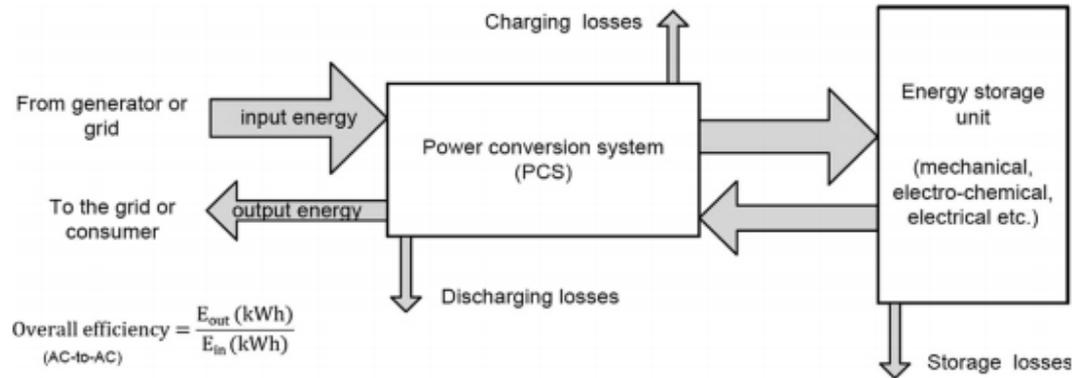


Figura 1: Principais componentes de um sistema de armazenamento e as perdas relacionadas ao sistema. Fonte: (Zakeri & Syri, 2015).

A estratégia de controle, que é o algoritmo utilizado para coordenar o fluxo de potência do armazenamento, é essencial para a otimização do uso da energia. Com o novo paradigma da entrada de energias renováveis no sistema elétrico, o ideal é que as estratégias de controle contemplem também a previsão dos recursos renováveis e da carga para um melhor gerenciamento de energia (Chong et al., 2016).

A determinação da melhor configuração do sistema de armazenamento pode ser uma questão crítica para a elaboração do projeto do sistema: os sistemas de armazenamento podem ser distribuídos ou agregados. Em arranjos distribuídos, cada sistema de armazenamento é responsável pelo controle e otimização da saída de energia da fonte na qual está conectado. Por sua vez, o modelo agregado funciona proporcionando suporte para o sistema elétrico como um todo, através de um sistema central de armazenamento de energia (Palizban et al., 2016).

Há muitas tecnologias de armazenamento disponíveis no mercado, com diversas características (relacionadas à densidade energética, ciclo de vida, custo, etc). Todavia, algumas aplicações requerem uma combinação de atributos que muitas vezes não é satisfeita por uma única tecnologia de armazenamento. Desta forma, é conveniente combinar dois ou mais tipos de armazenamento com o intuito de formar um único sistema de armazenamento que englobe todas as características necessárias para sua aplicação (Chong et al., 2016; Palizban et al., 2016). Por exemplo, segundo Palizban et al., 2016, a combinação de CAES com usinas hidrelétricas reversíveis pode ser utilizada para propiciar *capacity firming* (Figura 2), assim como a combinação de CAES com algum tipo de armazenamento térmico, é capaz de fornecer reserva girante (Figura 2). A Figura 2 mostra um diagrama de aplicações das tecnologias que podem ser utilizadas em associação.

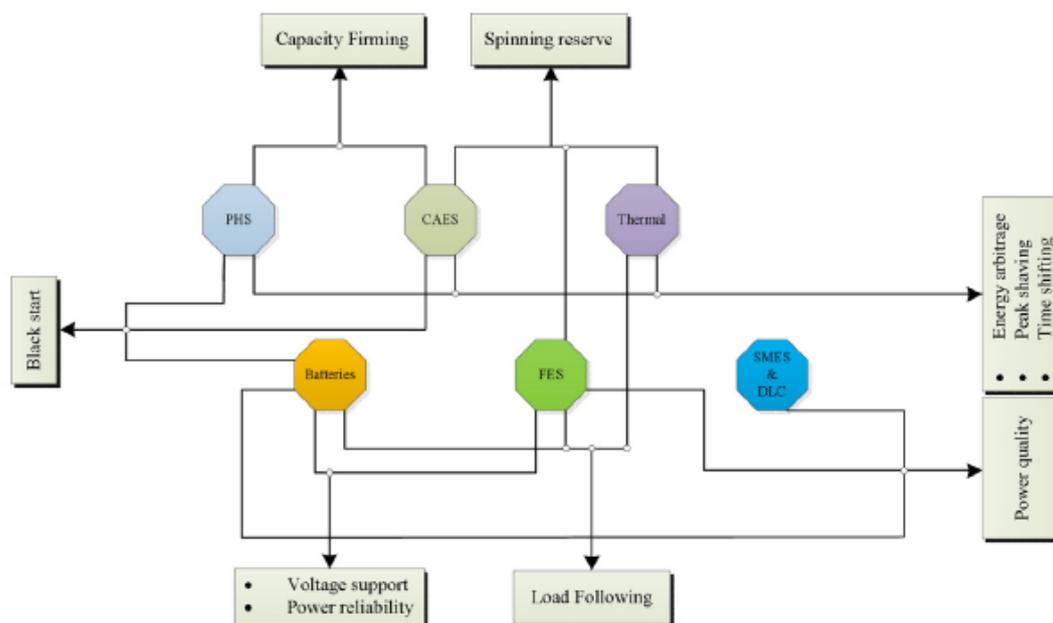


Figura 2: Possibilidades de integrações das tecnologias de armazenamento. Fonte: (Palizban et al., 2016).

Desta maneira, uma alternativa para o pleno funcionamento de sistemas de armazenamento de energia pode ser a integração de diferentes tecnologias, cada uma com suas qualidades. Como muitas das tecnologias promissoras ainda estão em estágio de desenvolvimento, esta medida pode antecipar a utilização em grande escala de sistemas de armazenamento para a integração de energias renováveis variáveis na rede.

#### IV. Tecnologias e aplicações de Armazenamento de Energia

Conforme já mencionado, a eletricidade precisa ser utilizada no momento de sua geração, pois não é possível armazená-la. Portanto, para o armazenamento de energia ser possível, é necessário converter a energia elétrica em alguma outra forma de energia que possa ser armazenada. Este procedimento é realizado em três etapas: carga – absorção da energia elétrica das fontes renováveis de energia; conversão – transformação da energia elétrica em outras formas de energia que possam ser armazenadas; e descarga – a energia elétrica é restaurada através de processos de diferentes naturezas com a utilização da energia armazenada e injetada no sistema elétrico. É importante notar também que todos os processos incorrem em perdas, que são diferentes nos variados métodos de conversão e armazenamento, retratadas através das eficiências (Palizban et al., 2016).

As tecnologias de armazenamento podem ser classificadas de acordo com o processo de conversão envolvido, assim como a natureza da energia de entrada e de saída. Segundo Gallo et al. (2016), há duas possibilidades de forma de energia de entrada, energia elétrica e energia térmica (calor ou frio); enquanto há diversas formas possíveis para a energia liberada, não só

eletricidade e energia térmica, como também combustíveis gasosos ou líquidos, e outros compostos químicos.

Em relação à natureza da energia que entra e que sai do sistema, as tecnologias de armazenamento podem ser classificadas da seguinte forma: quando a energia de entrada é a eletricidade e a energia de saída são combustíveis gasosos ou líquidos, o sistema é do tipo *Power-to-Gas* e *Power-to-Liquids*, respectivamente. Por sua vez, tecnologias que apresentam eletricidade como entrada e como saída, que são o tipo de armazenamento mais utilizado, são classificadas como “Power-to-Power” (Gallo et al., 2016).

As classificações referentes ao processo de conversão envolvido estão relacionadas à forma na qual a energia é armazenada, que pode ser: mecânica, química e eletroquímica.

No armazenamento de energia mecânica, a eletricidade é convertida para a forma de energia potencial ou cinética, com a utilização de processos como bombeamento, compressão, expansão ou aceleração (Gallo et al., 2016; IEA, 2014). A energia é então armazenada e posteriormente, no momento da descarga, são realizados processos mecânicos para a obtenção de energia elétrica novamente. Atualmente, duas das principais tecnologias de armazenamento utilizam armazenamento de energia mecânica: as hidrelétricas reversíveis e o armazenamento de energia a ar comprimido (compressed air energy storage - CAES).

No armazenamento químico são realizadas reações químicas aliadas à energia elétrica para gerar energéticos que possam ser armazenados. Estas novas substâncias podem ser, por exemplo, o metano ou o hidrogênio (IEA, 2014).

No armazenamento de energia eletroquímica, a energia elétrica é convertida, através de reações eletroquímicas reversíveis, à forma química, para posteriormente ser descarregada como eletricidade, como é o caso das baterias recarregáveis (Gallo et al., 2016) (IEA, 2014).

#### 4.1. Usinas Hidrelétricas Reversíveis

Sistemas hidráulicos com usinas reversíveis são uma tecnologia madura de armazenamento com aproximadamente 340 usinas operando globalmente. Elas compreendem mais de 99% da capacidade total instalada das tecnologias de armazenamento de energia no mundo, o que corresponde a mais de 178 GW (Kousksou et al., 2014; Zakeri & Syri, 2015). No Brasil, há duas usinas hidrelétricas reversíveis: a Usina Traição com 22 MW, e a Usina Pedreiras de 108 MW, ambas no Rio Pinheiros em São Paulo (Portal Brasil, 2014).

As usinas hidrelétricas reversíveis também podem ser consideradas formas de geração flexível, devido ao seu rápido tempo de resposta, podendo desta maneira auxiliar no controle de frequência da rede e prover recurso de reserva (Kousksou et al., 2014; Gallo et al., 2016). Por este motivo, seu funcionamento e suas principais características também foram apresentadas no Relatório sobre Geração Flexível.

O princípio de funcionamento de uma usina hidrelétrica reversível é baseado em dois reservatórios de água, localizados em diferentes altitudes. O armazenamento de energia é realizado em momentos de alta disponibilidade de energia (elevadas velocidades de vento, por exemplo) utilizando o excesso de energia para o bombeamento da água do reservatório mais abaixo para o reservatório de maior altura, acumulando assim, energia potencial. Desta maneira, em momentos de grande demanda por eletricidade, a água acumulada é liberada, passando por turbinas, para gerar energia elétrica (Suberu et al., 2014; Zakeri & Syri, 2015; Kousksou et al., 2014; Mahlia et al., 2014).

A geração e o bombeamento podem ser realizados utilizando um único equipamento reversível com as funções de bomba e turbina ou por dois equipamentos, cada um com uma das funções supracitadas. A mudança no modo de operação (bombeamento – geração; geração – bombeamento) pode ocorrer em minutos, e, dependendo das especificidades da unidade, esta troca pode ocorrer de uma a quarenta vezes por dia (Kousksou et al., 2014).

A capacidade de armazenamento de usinas hidrelétricas reversíveis é função da diferença de altura entre os reservatórios superior e inferior, juntamente com a capacidade (volume) do reservatório. Atualmente, o armazenamento de energia em usinas hidrelétricas reversíveis é o maior, mais eficiente e comercialmente sustentável tipo disponível no mundo, podendo alcançar eficiências de 65-85%, capacidades de 100–2.000 MW e um tempo de vida útil de 30 a 50 anos. Estas características têm favorecido a implantação de usinas hidrelétricas reversíveis frente a outras tecnologias de armazenamento (Suberu et al., 2014; Gallo et al., 2016; Mahlia et al., 2014; Zakeri & Syri, 2015; Kousksou et al., 2014).

Por outro lado, a baixa densidade energética das hidrelétricas reversíveis requer uma grande capacidade de armazenamento ou então uma grande diferença de altura entre os reservatórios, o que faz com que sejam necessários sítios muito específicos para esta aplicação. Além disso, o longo período de construção (geralmente cerca de 10 anos), o alto custo de investimento e questões ambientais (relacionadas ao alagamento de grandes áreas para construção dos reservatórios, principalmente) também se constituem em entraves relevantes para a implantação de usinas hidrelétricas reversíveis (Kousksou et al., 2014; Suberu et al., 2014; Zakeri & Syri, 2015; Gallo et al., 2016).

Em face destes problemas, está sendo estudada a possibilidade da construção de usinas hidrelétricas reversíveis com armazenamento subterrâneo, as quais se baseiam nos mesmos princípios de uma hidrelétrica reversível convencional, com a diferença da localização do reservatório. Esta solução reduz os impactos ambientais e as restrições de localidade. (Gallo et al., 2016; Mahlia et al., 2014). Nesta modalidade, como armazenamento subterrâneo pode ser utilizada uma mina esgotada, por exemplo. Outra opção é utilizar o mar como o reservatório de nível mais baixo (Kousksou et al., 2014).

#### 4.2. Armazenamento de Energia a Ar Comprimido

Outro tipo de sistema de armazenamento de energia mecânica em comercialização atualmente é o armazenamento de energia a ar comprimido (compressed air energy storage - CAES), com plantas com capacidade de mais de 100 MW (Luo et al., 2015). O princípio básico de funcionamento do CAES convencional é a utilização da energia elétrica em momentos de baixa demanda para comprimir ar e armazenar energia mecânica na forma de ar comprimido. Quando necessário, o ar armazenado é então aquecido, com calor gerado pela queima de um combustível fóssil (geralmente o gás natural), e expandido em uma turbina, para gerar energia elétrica. O armazenamento do ar comprimido pode ser subterrâneo ou em tanques em superfície (Luo et al., 2015; Kousksou et al., 2014; Mahlia et al., 2014; Gallo et al., 2016). No mecanismo convencional, quando o ar é comprimido, todo o calor gerado é desperdiçado, o que diminui a eficiência global do processo. Este desperdício também faz com seja necessária uma fonte externa de geração de calor para o aquecimento do ar comprimido para sua expansão na turbina (Gallo et al., 2016). Todavia, o calor proveniente da compressão e/ou o calor liberado no gás de exaustão podem ser reciclados em uma unidade de recuperação para serem utilizados no aquecimento do o ar comprimido ou para alguma outra finalidade energética (Luo et al., 2015). A eficiência global do CAES é de cerca de 40% e pode ser aumentada em 12% com a introdução de um recuperador, além de diminuir a dependência de combustíveis fósseis para aquecimento do ar (Zakeri & Syri, 2015).

Dentre as alternativas para armazenagem do ar comprimido, as cavernas de sal, aquíferos naturais e reservatórios de gás depletados são as opções que melhor conciliam custo e eficiência para capacidades de até centenas de MW (Zakeri & Syri, 2015). Por este motivo, um dos grandes desafios relacionados à aplicação de armazenamento a ar comprimido é a existência de formações geológicas adequadas na localidade de sua utilização.

O sistema CAES pode ser projetado para pequenas e grandes capacidades, além de poder trabalhar para suavizar a potência gerada a partir de fontes renováveis intermitentes,

evitando prejuízos ao sistema. Isto pode ser realizado pois a tecnologia CAES pode fornecer um rápido tempo de resposta, que o permite realizar partidas e paradas frequentes, além de seu bom desempenho operando em carga parcial (Mahlia et al., 2014). Desta maneira, é possível utilizar as plantas de CAES de grande escala para aplicações de *time shifting* (armazenar em momentos de excesso de geração para descarregar em momentos de grande demanda), para a suavização do pico da curva de carga (*peak shaving*) e controle de frequência e de tensão (Luo et al., 2015).

O uso de CAES não é muito difundido, há somente duas plantas construídas no mundo atualmente, uma na Alemanha (de 290 MW) e a outra nos EUA (110 MW). Uma vez que as perdas por auto descarga<sup>2</sup> do sistema são muito baixas, o CAES é considerado adequado para aplicações de longo prazo de armazenamento, podendo competir com as usinas hidrelétricas reversíveis (Kousksou et al., 2014).

### 4.3. Supercondutores e os Supercapacitores

A terceira forma de armazenamento de energia, utiliza dispositivos para criar um campo elétrico ou um campo magnético. Dentre os exemplos estão os supercondutores e os supercapacitores (IEA, 2014).

Os supercapacitores armazenam energia elétrica entre duas séries de condensadores<sup>3</sup> porosos mergulhados em um eletrólito. Os supercapacitores foram desenvolvidos para servirem como capacitores convencionais aprimorados, preenchendo a lacuna entre capacitores convencionais e baterias. Devido às suas estruturas, os supercapacitores apresentam algumas características dos capacitores convencionais e outras das baterias eletroquímicas. Os supercapacitores podem ser carregados e descarregados mais rapidamente do que as baterias e têm uma vida útil longa, podendo realizar um número muito alto de ciclos (mais de  $1 \times 10^5$  ciclos). Além disso, apresentam uma maior densidade energética (10-30 kWh/m<sup>3</sup>) do que os capacitores convencionais, uma melhor eficiência (85-95%) e uma elevada densidade de potência (500–10,000 W/kg). Apesar de possuir uma taxa de auto descarga menor do que a de capacitores convencionais, ela ainda é alta (~5–40%), o que diminui o desempenho desta tecnologia. Seu custo de capital também é elevado, além de ser mais adequado para aplicações

---

<sup>2</sup> A auto descarga de um sistema de armazenamento se refere à descarga que se processa sem que o sistema esteja ligado alimentando alguma carga.

<sup>3</sup> Um condensador armazena energia elétrica acumulando cargas positivas e negativas, geralmente em duas placas paralelas separadas por um dielétrico, ou seja, mantendo um campo elétrico entre as duas placas. -

de armazenamento de curto prazo, não sendo bons candidatos para serem utilizados em grande escala e armazenamento de longo prazo (Gallo et al., 2016; Luo et al., 2015).

Os supercondutores de energia são dispositivos que armazenam energia elétrica em um campo magnético sem conversão em formas químicas ou mecânicas. Em aplicações comerciais (na faixa de MW), este tipo de tecnologia possui uma eficiência muito alta. Assim como a bateria, um sistema de armazenadores supercondutores de energia fornece uma resposta rápida tanto para carga quanto para descarga. Contudo, apesar de suas vantagens tecnológicas, existem poucos sistemas de armazenadores supercondutores de energia, devido ao alto custo (Kousksou et al., 2014).

#### 4.4. Hidrogênio

O armazenamento de energia na forma química é capaz de prover armazenamento sazonal em grande escala, da mesma forma que os tipos de armazenamento de energia mecânica mencionados. Os sistemas do tipo *Power-to-gas* se destacam para esta aplicação, e já possuem plantas piloto em diversos países (Gallo et al., 2016).

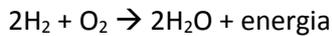
Segundo Kyriakopoulos et al. (2016) e Kousksou et al. (2014), sistemas deste tipo são uma das tecnologias de armazenamento mais promissoras, pois são capazes de interligar grandes setores de energia, como transportes e eletricidade, possuindo um papel importante para a integração das fontes renováveis variáveis.

A tecnologia *Power-to-gas* se baseia em armazenar a energia elétrica na forma de gás para posteriores fins energéticos. Isto é possível através da reação de eletrólise da água, que consome eletricidade e produz os gases oxigênio e hidrogênio. O gás hidrogênio pode ser armazenado ou ainda convertido em metano, dependendo da aplicação. Caso não seja convertido em metano, o gás hidrogênio pode ser armazenado em tanques na superfície, armazenamento subterrâneo ou ainda ser injetado na rede de gás natural (em baixas porcentagens) para distribuição (Luo et al., 2015; Kyriakopoulos et al., 2016; Zakeri & Syri, 2015). As redes existentes de gás natural são capazes de armazenar e transportar hidrogênio adicional até 5% de sua capacidade, sem diminuição significativa na performance (Zakeri & Syri, 2015).

Os principais elementos para o armazenamento de hidrogênio utilizando a tecnologia *Power-to-gas* são um eletrolisador, para produção de hidrogênio com utilização da energia elétrica de entrada; o próprio sistema de armazenamento de hidrogênio; e um sistema de conversão para transformar a energia química armazenada no hidrogênio de volta em energia elétrica. Estes sistemas de conversão para restauração da energia elétrica podem ser uma turbina a gás (diferente da turbina a gás convencional, devido às propriedades do hidrogênio)

ou uma pilha a combustível, por exemplo (Kousksou et al., 2014). Segundo Suberu et al. (2014), as pilhas a combustível são uma das principais tecnologias para o desenvolvimento de uma futura economia baseada em hidrogênio.

As pilhas a combustível convertem a energia química presente no hidrogênio e no oxigênio (do ar) em água e eletricidade. A reação geral é:



A geração de energia elétrica utilizando pilhas a combustível é mais silenciosa, menos poluente e também mais eficiente do que a produção de eletricidade através de combustíveis fósseis (Luo et al., 2015). Seu tempo de vida útil é estimado ser maior do que 15 anos e 20.000 ciclos de carga e descarga (Kousksou et al., 2014).

As pilhas a combustível têm sido utilizadas nas últimas duas décadas para diferentes finalidades, principalmente em veículos (para substituição de motores de combustão interna) e para fornecimento de energia em sistemas estacionários e aplicações portáteis (Suberu et al., 2014). A Figura 3 apresenta o esquema do armazenamento de energia utilizando o hidrogênio e pilha a combustível.

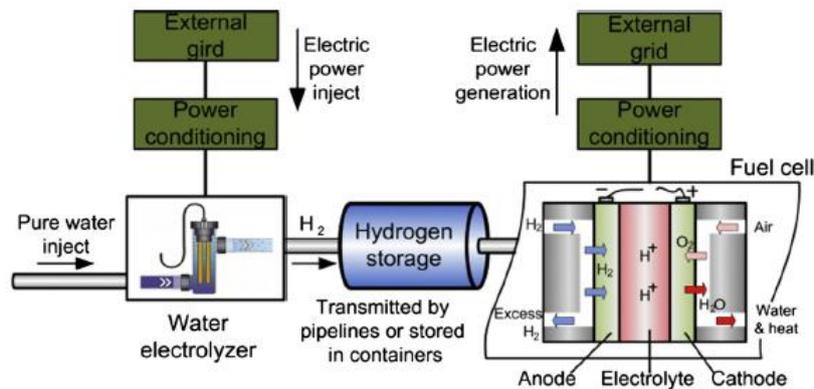


Figura 3: Esquema do armazenamento de energia utilizando o hidrogênio e pilha a combustível. (Mahlia et al., 2014).

Todavia, a produção de hidrogênio para armazenamento de energia associado à utilização de pilhas a combustível ainda está no estágio de desenvolvimento e demonstração. A redução de custos e o desenvolvimento de melhorias na durabilidade do sistema são essenciais para implantar esta tecnologia em aplicações de armazenamento de energia em larga escala (Luo et al., 2015; Suberu et al., 2014; Kousksou et al., 2014).

#### 4.5. Baterias

Os sistemas de armazenamento em baterias (Battery energy storage system - BESS) têm atraído grande atenção nos últimos anos. As baterias não só podem ser utilizadas para

aplicações de curto prazo, como melhorar a qualidade da potência por exemplo, mas também podem ser aplicadas para utilização a longo prazo, como o gerenciamento de energia (Hemmati & Azizi, 2017).

As baterias (Battery energy storage system - BESS) são dispositivos que armazenam energia utilizando reações eletroquímicas para a realização da carga e da descarga. No interior das baterias, a energia elétrica é convertida em energia química durante o período de carga para ser armazenada e o processo inverso é realizado para a descarga de energia (Suberu et al., 2014; Kousksou et al., 2014). Uma bateria consiste de uma ou várias células conectadas em série e/ou em paralelo dependendo da tensão e capacidade desejadas (Blood, 2016; Kousksou et al., 2014; Luo et al., 2015). Cada célula contém dois eletrodos (um anodo e um catodo) e um eletrólito, para a condução dos íons. Durante a descarga, as reações eletroquímicas que ocorrem nos dois eletrodos geram um fluxo de elétrons que fluem do anodo para o catodo, gerando eletricidade para um circuito externo. Para a bateria ser carregada, deve-se aplicar uma tensão nos eletrodos, para a ocorrência da reação inversa (Luo et al., 2015; Kousksou et al., 2014). A principal diferença entre os tipos de bateria está nos materiais que compõe os eletrodos e os eletrólitos, que irão determinar a aplicação da bateria (Kousksou et al., 2014).

Historicamente, as baterias de chumbo ácido se mantiveram na liderança do mercado de baterias, mesmo com sua baixa densidade energética. Isto se deve, em grande parte, ao seu custo extremamente baixo e à sua avançada maturidade tecnológica. Por outro lado, as baterias de Ferro-Níquel e de Sódio-Enxofre (NaS) possuem a vantagem de um longo tempo de vida útil, o que diminui seu custo nivelado. Já as baterias de íons lítio representam a tecnologia de maior densidade energética, contudo seu alto custo e complexidade impõe limitações no seu uso (Subburaj et al, 2015). As baterias de íons lítio são uma tecnologia relativamente nova.

Há uma expectativa de crescimento tanto do mercado das baterias de chumbo ácido quanto das de íon lítio nos próximos anos, contudo as baterias de íon lítio devem superar as de chumbo ácido em algumas áreas, como por exemplo, em áreas em que massa, densidade energética e tempo de vida útil são fatores críticos (Diouf & Pode, 2015). De acordo com Diouf & Pode (2015) e Kyriakopoulos et al. (2016), devido às características técnicas das baterias de íons lítio, elas têm potencial de revolucionar a indústria das energias renováveis no geral, desde que haja uma redução em seus custos, a ponto de torná-las acessíveis para os sistemas de energia. A Tabela 1 apresenta algumas das características dos diferentes tipos de bateria.

Tabela 1: Características dos diferentes tipos de bateria

Tipos		Vantagens		Desvantagens	Aplicações	Perspectivas futuras
<b>Chumbo-ácido</b>	Bateria selada de chumbo-ácido (SLA)	Tecnologia mais madura e utilizada dentre as baterias	Operação mais segura do que as outras.	Baixa densidade energética, elevado peso, baixo número de ciclos (até 2.000) necessidade de reciclagem devido à toxicidade do chumbo.	Gerenciamento de energia, back up para sistemas de telecomunicações, veículos elétricos/híbridos, entre outros.	-
	Ciclo profundo	recarregáveis, rápidos tempos de resposta e baixos custos de capital (50–600 \$/kWh).	São projetadas para suportar a descarga completa antes da recarga e para lidar com o calor dissipado durante o carregamento.			
	SLI (Starting, lighting and ignition)		São projetadas para gerar altas correntes em um curto período de tempo - Arranque.			
<b>Ferro-níquel</b>		Longo tempo de vida útil (aproximadamente 20 anos), ausência de metais pesados e tolerância a condições de operação adversas como sobrecarga e curto circuito.		Baixa eficiência, baixa densidade energética.	Gerenciamento de energia de sistemas isolados e de sistemas com energias renováveis.	Incorporação de materiais como nanotubos de carbono e eletrodos de grafeno para aumento no tempo de carga e descarga.
<b>Sódio-Enxofre (NaS)</b>		Alta densidade energética, alta eficiência, longo tempo de vida útil, resposta instantânea, baixo custo de capital.		Alto custo de operação e baixa segurança, por operar a altas temperaturas e com o Sódio, que é muito reativo.	Armazenamento de energia em grande escala.	Considerada uma das candidatas mais promissoras para utilização em sistemas de armazenamento de alta potência.
<b>Íons lítio</b>		Alta densidade energética, alta eficiência, longo tempo de vida útil, baixos requisitos de manutenção.		A bateria normalmente requer um computador de bordo para gerenciar sua operação, o que aumenta seu custo.	Veículos híbridos e sistemas conectados ou não à rede.	Apresenta potencial para revolucionar a indústria das energias renováveis, desde que haja uma redução em seus custos.

Fonte: Elaboração própria, com base em Subburaj et al. (2015), Luo et al. (2015) e Chen & Zhao (2014).

As baterias são a tecnologia de armazenamento mais difundida para aplicações em sistemas energéticos (Subburaj et al, 2015). O armazenamento de energia com a utilização de baterias pode auxiliar no bom funcionamento da rede, de forma a prover energia de reserva em

momentos em que haja uma queda abrupta no fornecimento, devido por exemplo, a variações na geração renovável. Outras possíveis aplicações para auxílio na integração de energias renováveis variáveis são: sobrecarga da transmissão (energia é armazenada na bateria durante períodos em que a transmissão é insuficiente e descarregada quando há capacidade para ser transmitida); *time shifting* (armazenar energia gerada em períodos de baixa demanda para descarregar quando a demanda e os preços de energia forem altos); suporte à frequência de rede (descarga da bateria para fornecer suporte de curta duração de modo a manter a frequência da rede constante, em caso de desequilíbrio entre geração e carga) (Subburaj et al, 2015).

Dependendo da aplicação desejada, pode-se variar a configuração das baterias e do sistema, de modo a prover uma diversidade de benefícios para a qualidade da rede. Alguns arranjos podem fornecer respostas rápidas para manter a estabilidade de frequência da rede, enquanto outros podem manter uma longa descarga de energia para a realização do balanceamento da carga ou suavização do pico ou backup de energia, quando se trata de *microgrid* (Blood, 2016).

Além de auxiliar no gerenciamento de sistemas de energia, as baterias também têm sido muito utilizadas em dispositivos eletrônicos portáteis e em veículos elétricos e híbridos (Suberu et al., 2014; Luo et al., 2015). Isto se deve em parte ao seu tamanho compacto, quando comparado às outras formas de armazenamento, como ar comprimido e hidrelétricas reversíveis, por exemplo (Subburaj et al, 2015). Outra vantagem das baterias é que esses sistemas podem ser instalados em uma diversidade de lugares, sem depender da geografia e de aspectos físicos da localidade. As capacidades das baterias variam desde menos de 100 kW, podendo chegar a vários MW em termos de potência, e entre centenas de kWh a dezenas de MWh em se tratando de energia.

Entretanto, atualmente, altos custos de manutenção e relativamente baixos números de ciclos são considerados as principais barreiras para a implementação de instalações em grande escala de baterias. Outros fatores que limitam a instalação desta tecnologia de armazenamento são a baixa densidade energética das tecnologias mais maduras, capacidade de descarga limitada e o descarte e reciclagem daquelas baterias que contém em sua composição materiais tóxicos (baterias de chumbo, por exemplo) (Luo et al., 2015; Kousksou et al., 2014).

O aprimoramento das tecnologias de baterias é um fator crítico para diversas aplicações, desde veículos elétricos até utilização no gerenciamento de energia. A melhora na performance das baterias depende do desenvolvimento de materiais para os componentes da bateria (Kousksou et al., 2014). De acordo com Kyriakopoulos et al. (2016), para que seja possível o desenvolvimento futuro da tecnologia de baterias em aplicações de grande escala, é necessário

que haja no mercado múltiplos fabricantes de modo a impulsionar o crescimento e a obtenção de economias de escala.

O desenvolvimento de indústrias cujos produtos dependem de baterias, como automóveis elétricos, bicicletas elétricas, eletrônicos e outras aplicações são uma oportunidade para a melhoria das tecnologias das baterias e diminuição dos seus custos. Segundo Diouf & Pode, (2015), no momento o mercado de carros elétricos se mostra como o maior impulsionador para o desenvolvimento de baterias de íons lítio capaz de transformar os sistemas que utilizam energias renováveis.

## V. Uso de Veículos Elétricos/Plug in para armazenar e suprir energia e serviços ancilares para o Grid

O veículo elétrico traz um duplo benefício ao meio ambiente: além de permitir a redução das emissões de gases poluentes, sobretudo em países em que a geração de eletricidade é gerada a partir de fontes renováveis de energia, ele pode facilitar a integração das fontes intermitentes ao sistema elétrico. De fato, as baterias de veículos elétricos/plug in podem ser utilizadas como unidades de armazenamento de energia para fornecer serviços ancilares à rede, podendo assim, ser integradas com energias renováveis para responder às flutuações da demanda e da oferta de energia (Zhao et al., 2016; Borba et al., 2012; Habib et al., 2015; Mwasilu, et al., 2014). Segundo Mwasilu, et al. (2014), a maioria dos veículos permanece estacionado durante 95% do tempo. Quando estacionados, os veículos podem permanecer conectados à rede, estando a postos para fornecer a energia armazenada em suas baterias. Para operar este sistema, conhecido como *Vehicle to Grid* (V2G), o operador da rede utiliza dispositivos de comunicação, de modo a controlar e gerenciar o fluxo de potência entre a bateria dos carros elétricos e a rede.

O conceito V2G pode contribuir para a melhoria do desempenho do suprimento de energia elétrica em termos de eficiência, confiabilidade e estabilidade das redes de distribuição. À luz do V2G, os veículos elétricos/plug in possuem funcionalidades tanto de carga quanto de armazenamento. Em momentos em que os veículos estejam conectados à rede de distribuição, a bateria dos veículos pode ser utilizada como suporte à rede, provendo serviços ancilares, tais como, suavização da curva de pico (*peak shaving*) reserva girante e regulação de tensão e de frequência, quando for necessário (Mwasilu, et al., 2014; Borba et al., 2012; Habib et al., 2015). Ao mesmo tempo, é possível armazenar a energia proveniente de fontes renováveis intermitentes quando estas estiverem gerando acima da carga. De fato, os veículos

elétricos/plug in podem desempenhar um papel importante como uma carga flexível, capaz de se ajustar conforme as necessidades do sistema. Isto se deve ao fato de que a capacidade das baterias em relação à média da distância percorrida em um dia permite que o processo de abastecimento do veículo seja controlado ou postergado por algumas horas ou até mesmo dias (Desta maneira, é possível obter uma flexibilidade pelo lado da demanda que pode ser efetivada com o desenvolvimento da tecnologia de Redes Inteligentes (*Smart Grids*) Verzijlbergh et al., 2014; Schuller et al., 2015).

A interação entre os veículos elétricos/plug in e a rede via V2G pode se dar de maneira unidirecional ou bidirecional. Quando o fluxo de potência procede de maneira unidirecional, esta direção é somente da rede para o veículo. Nesta modalidade, é utilizado o sistema de comunicação entre o operador da rede e o veículo para, quando necessário, aumentar a taxa de carregamento do veículo, de modo a evitar sobrecargas na rede, por exemplo. Na forma bidirecional, a energia flui também do veículo para a rede, o que proporciona uma maior flexibilidade para o controle da bateria, permitindo o despacho da energia, quando conveniente, de modo a melhorar a confiabilidade do sistema (Tan et al., 2016; Mwasilu, et al., 2014).

Em seus estudos, Tarroja et al., (2014) concluíram que os benefícios do desenvolvimento conjunto de veículos elétricos/plug in com energias renováveis dependem do nível de penetração das energias renováveis; em sistemas com baixa participação das renováveis as vantagens são maiores, devido à suavização causada pelos veículos elétricos na carga residual. Em contrapartida, os benefícios são diminuídos quando o grau de penetração das energias renováveis é elevado, pois a capacidade de carga dos veículos elétricos é pequena se comparada à escala das flutuações das fontes renováveis que devem ser mitigadas. Schuller et al. (2015) sugerem que a utilização de veículos elétricos/plug in para fornecimento de serviços à rede é uma opção viável para curtos períodos de tempo. Contudo, no caso de sistemas de energia com altas penetrações de energias renováveis, seriam necessárias tecnologias adicionais de armazenamento de longo prazo.

Habib et al. (2015) considera duas como as principais conexões que fazem um veículo elétrico operar de modo a fornecer energia para a rede: a primeira é uma conexão com a rede elétrica, utilizada para transmitir energia elétrica do/para o veículo. A segunda é uma conexão relativa ao controle que irá auxiliar na comunicação com os operadores da rede, no sentido de informar quando será necessário o fornecimento de potência e em qual direção o fluxo de potência deve ocorrer. Este controle pode ser feito como um sinal de

rádio, celular, conexão direta com a internet ou outras mídias. O envio de pedidos de serviços ancilares é realizado para um certo número de veículos pelo operador do sistema (este sinal pode ir diretamente para cada veículo ou através de uma central conectada a veículos em uma mesma localidade) (Borba, 2012). Desta forma, para a implementação do V2G é imprescindível modificações técnicas tanto nos veículos quanto na infraestrutura do sistema elétrico, sendo necessário o funcionamento pleno das redes inteligentes (Borba et al., 2012; Tan et al., 2016; Habib et al., 2015). Estas modificações, em se tratando de América Latina, se apresentam como uma barreira, devido ao alto investimento necessário para as implantações.

Outra barreira para a implementação do V2G é a dependência de avanços nas tecnologias das baterias. Para a operação do V2G utilizando as tecnologias de baterias disponíveis no mercado, há o desafio do desgaste devido a frequentes ciclos de carga e descarga. Um excesso de ciclos de carga e descarga reduz o tempo de vida útil da bateria, diminui sua capacidade de armazenamento e envolve conversões de energia, que aumentam as perdas de energia. As muitas conversões necessárias para uma grande frota de veículos elétricos podem corroborar em sérias perdas para o sistema elétrico (Habib et al., 2015; Tan et al., 2016).

Portanto, para alcançar uma alta penetração de veículos elétricos operando no modo V2G é preciso o desenvolvimento tecnológico das baterias, especificamente para serem submetidas às condições deste sistema (Mwasilu, et al., 2014). Além disso, para a substituição massiva dos veículos a combustão interna, é necessário que os veículos elétricos se assemelhem, em termos de serviços prestados ao usuário, aos veículos a combustão interna. Isso diz respeito a uma maior autonomia, rápido abastecimento e uma boa aceleração, fatores também relacionados a um aprimoramento na tecnologia das baterias (Diouf & Pode, 2015; Li et al., 2017).

Contudo, o avanço tecnológico das baterias está crescendo, assim como a diminuição dos custos associados. Com isso, o mercado de veículos elétricos está crescendo a um ritmo acelerado. Desta forma, a partir do momento em que os obstáculos tecnológicos encontrados hoje nas baterias sejam vencidos, aumentam as chances da tecnologia V2G se desenvolver (Li et al., 2017, Shokrzadeh & Bibeau (2016)).

Em relação à barreira apresentada pelos custos da infraestrutura de Redes Inteligentes (*Smart Grids*), (Borba et al., 2012) sugerem que em um primeiro momento, para evitar os custos das implementações necessárias, seja utilizada uma frota de veículos do

governo, de modo a possibilitar o gerenciamento e o controle das operações dos veículos. Em seus estudos, os autores analisaram a possibilidade de utilizar veículos elétricos plug in para fornecer serviços à rede elétrica no Nordeste do Brasil, onde há grande disponibilidade de recursos eólicos. Seus resultados indicaram que isto seria possível com uma frota de 500 mil veículos para o ano de 2015 e 2 milhões de veículos para o ano de 2030, que seriam carregados durante a noite, para o aproveitamento do excedente de energia eólica.

A rede elétrica atual de muitos países em desenvolvimento, como o Brasil não possui monitoramento em tempo real, controles, correção de falhas, além de possuir outros inconvenientes, como dificuldades em conter as perdas não técnicas e conexões ilegais. Com redes inteligentes, essas dificuldades podem ser contornadas, obtendo um serviço mais rápido, de maior qualidade e mais segurança (Teixeira et al., 2014).

Como destacado nos relatórios anteriores, muitos países da América Latina apresentam um sistema elétrico com considerável participação de fontes renováveis de energia, cujo potencial de crescimento é grande. Desta maneira, a implementação de veículos elétricos se mostra como um auxílio para um futuro sistema elétrico com maiores variações na geração e ao mesmo tempo como uma medida de redução dos níveis de emissões.

Uma efetiva implementação do V2G envolve diversos agentes da sociedade, no sentido de desenvolver tecnologias adequadas para o sistema; para a instalação da infraestrutura necessária, para o desenvolvimento de políticas de incentivo; para a adoção, por parte da sociedade, do sistema e aquisição dos veículos. A participação de um grande número de veículos é essencial para que o sistema V2G possa entrar em operação. Isto é um grande desafio, uma vez que a barreira de aceitação do público depende também de outras barreiras, como diminuição dos custos das baterias, diminuição do tempo de carregamento, maior autonomia e desenvolvimento de uma infraestrutura de estações para carregamento.

Em um primeiro momento, o incentivo deve ser realizado visando uma maior instalação de fabricantes de baterias no continente e maior realização de pesquisas para avanço das tecnologias, tanto da academia quanto da indústria para redução dos custos e melhorias. Paralelamente, é importante atentar para aspectos relacionados à infraestrutura, tanto no que diz respeito a uma rede de postos de carregamento quanto em relação à inteligência do sistema.

A inteligência do sistema também deve contemplar características sociais, pois os veículos além de servirem para prestação de serviços à rede, devem atender, prioritariamente aos seus proprietários. Isso inclui a carga mínima que deve permanecer no veículo para utilização diária do usuário, programação de utilização do veículo versus horários de carga/descarga pelo usuário, interrupção na prestação de serviços à rede, e outras variantes.

## VI. Custos do armazenamento

Estimar os custos de tecnologias de armazenamento envolve um certo nível de incerteza e complexidade, contudo pode-se dizer que elas ainda apresentam custos elevados. Com exceção de algumas tecnologias maduras, o uso em grande escala do armazenamento de energia ainda é escasso e os aspectos financeiros relacionados aos sistemas em utilização não são muito retratados na literatura. Ademais, o custo de capital de um sistema de armazenamento de energia específico varia em termos de prazos de construção, da localização da planta e do tamanho do empreendimento. Além disso, uma vez que muitas das tecnologias de armazenamento ainda se encontram nos estágios iniciais de desenvolvimento, é difícil obter informações confiáveis a respeito de mudanças provenientes de avanços tecnológicos e de ganhos de escala (Zakeri & Syri, 2015). Todavia, no geral, as tecnologias ainda em estágio de desenvolvimento são tecnicamente viáveis e possuem um elevado potencial para aplicação em projetos futuros de armazenamento de energia (Luo et al., 2015).

A maturidade tecnológica dos sistemas de armazenamento está relacionada com o nível de comercialização, os riscos das tecnologias e com seus benefícios econômicos. São cinco as categorias de maturidade tecnológica nas quais os sistemas de armazenamento para utilizações em grande escala podem ser classificados: em desenvolvimento; em demonstração; no início da comercialização; comercializado; e tecnologia madura. Dentre as baterias, muitos tipos ainda estão em demonstração, como as de íons lítio, enquanto as NaS já são comercializadas e as de chumbo ácido, por sua vez, são tecnologias maduras. A tecnologia que utiliza o hidrogênio aplicado a pilhas a combustível também está no estágio de demonstração, ao passo que os CAES convencionais são comercializados e as usinas hidrelétricas reversíveis já alcançaram o mais alto nível de maturidade tecnológica para grande escala de armazenamento de energia (Luo et al., 2015).

Em relação aos custos das tecnologias, uma análise econômica completa precisa considerar não só o custo de capital, mas também os custos de operação e manutenção (O&M) e o tempo de vida útil do sistema para avaliar o horizonte que o sistema ainda estará gerando receita para o projeto. Por exemplo, apesar do custo de capital das baterias de chumbo ácido serem relativamente baixos, esta pode não ser a melhor opção para aplicação de armazenamento de energia de grande escala, devido aos seus elevados custos de operação e manutenção e baixo tempo de vida útil (Figura 4). Por isso, os custos do ciclo de vida (LCC) são indicadores mais relevantes para avaliar e comparar diferentes sistemas de armazenamento de energia. Os custos do ciclo de vida se referem aos custos fixos e variáveis de operação e manutenção (O&M), substituição de equipamentos e peças, destinação de resíduos, além dos custos de capital (Zakeri & Syri, 2015). A Figura 4 mostra um gráfico comparativo entre os custos de capital de energia versus custos de operação e manutenção das diferentes tecnologias de armazenamento.

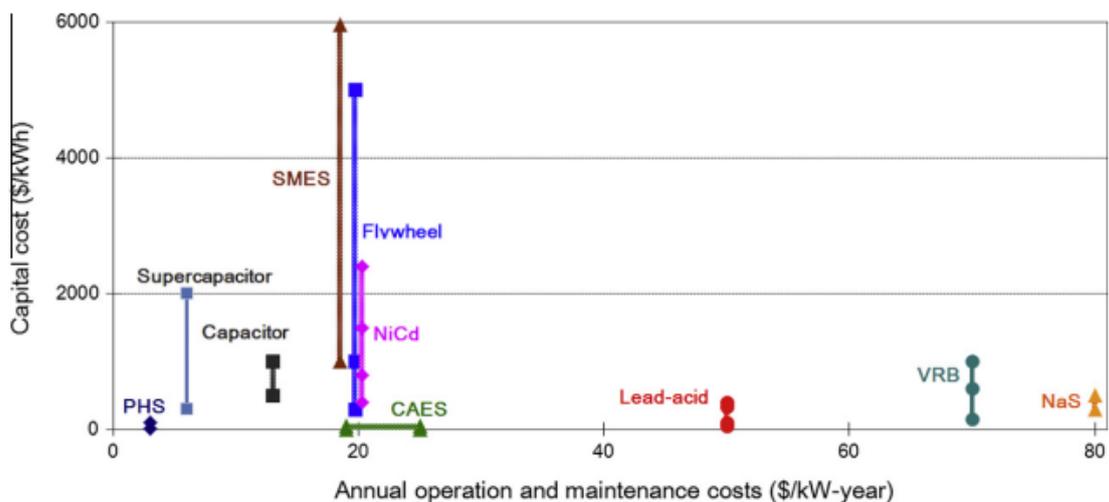


Figura 4: Comparação dos custos de capital de energia e custos de operação e manutenção das tecnologias de armazenamento. Fonte: Luo et al., 2015

As diversas tecnologias de armazenamento de energia são muito variadas estruturalmente, e com isso, apresentam uma diferença na formação dos custos. Neste sentido, é importante diferenciar os custos de capacidade (em relação à potência) dos custos de energia (quantidade de energia que pode ser armazenada).

Tabela 2: Características referentes aos custos das diferentes tecnologias de armazenamento

Tecnologia de armazenamento de energia	Custo de capital (potência) (USD/kW)	Custo de capital (energia) (USD/kWh)	Maturidade tecnológica	Vida útil
Hidrelétricas Reversíveis	500-4600	0-200	Madura	40
CAES	400-2000	2-100	Comercializada	30
Bateria de chumbo ácido	250-840	60-300	Madura	6
Bateria de íons lítio	900-3500	500-2300	Em demonstração	15
Bateria NaS	300-2500	275-550	Comercializada	15
Hidrogênio (pilha a combustível)	1500 - 3000	15	Em desenvolvimento/ em demonstração	-

Fonte: Elaboração própria, baseado em Kyriakopoulos et al. (2016); Kousksou et al. (2014); Luo et al. (2015); IEA (2014).

Como observado na Tabela 2, as tecnologias das baterias possuem um custo relativamente alto para a energia. Por outro lado, as hidrelétricas reversíveis apresentam um baixo custo para o armazenamento de energia e um elevado custo de capacidade, o que faz com que esta tecnologia seja adequada para aplicações que necessitem de um maior armazenamento em relação à potência requerida (IEA, 2014). Da mesma forma, as tecnologias de hidrogênio e o CAES se mostram com os menores custos de energia.

Analisando o custo do ciclo de vida (LCC), os armazenamentos de energia na forma mecânica, como CAES e hidrelétricas reversíveis, ainda são as opções que melhor conciliam custo e eficiência para o armazenamento de grandes quantidades de energia (Zakeri & Syri, 2015; Kyriakopoulos et al., 2016). O CAES convencional apresenta custos de capital menores em comparação com usinas hidrelétricas reversíveis, mas maiores custos operacionais devido ao uso de combustível (Gallo et al., 2016). Os estudos de Klumpp (2016), concluíram que nos cenários de implantação de armazenamento de curto prazo e armazenamento de médio prazo, hidrelétricas reversíveis são a tecnologia de armazenamento mais rentável, seguida do CAES. Nestes cenários de implantação, o armazenamento de hidrogênio não é competitivo em termos de custos. Seus custos nivelados de eletricidade (LCOE) podem chegar a 2-6 vezes os das hidrelétricas reversíveis e do CAES. No entanto, quando o sistema de armazenamento de hidrogênio é projetado para aplicações de longo prazo, a situação muda e a performance do hidrogênio melhora (Klumpp, 2016).

Contudo, os custos ambientais e os custos de contingência de projeto relacionados a CAES e usinas hidrelétricas reversíveis podem aumentar o total despendido. A incerteza em relação ao custo do ciclo de vida da tecnologia CAES também pode aumentar caso o combustível e os custos de emissão não puderem ser consistentemente estipulados para a vida útil do

sistema (Zakeri & Syri, 2015). Além disso, essas tecnologias nem sempre podem ser aplicadas, pois é necessário uma localidade com características físicas favoráveis, permissões ambientais e proximidade a linhas de transmissão (Kyriakopoulos et al., 2016).

Para as duas tecnologias de armazenamento já estabelecidas, usinas hidrelétricas reversíveis e CAES, não são esperadas diminuições significativas em seus custos em um futuro próximo, devido ao seu nível de maturidade tecnológica e experiências de aplicação em todo o mundo (Klumpp, 2016; Zakeri & Syri, 2015).

Voltando aos custos do armazenamento do hidrogênio, sua estimativa não é um trabalho simples. Como abordado no item Tecnologias e aplicações de Armazenamento de Energia, há diversas formas de produção, transporte e estocagem de hidrogênio através de energias renováveis com a finalidade de armazenar energia, cada uma com diferentes custos e eficiências.

Os custos da logística do sistema de hidrogênio dependem muito do uso da infraestrutura disponível, por exemplo, o armazenamento/transporte do gás em cavernas ou gasodutos existentes ou a construção de novas instalações. Em relação ao armazenamento propriamente dito, a armazenagem subterrânea é a mais adequada, sendo em cavernas de sal a preferida. Isto se deve ao baixo percentual de perdas e pelo custo associado. Todavia, é exigido que a localidade do armazenamento possua formações de sal específicas para a aplicação, o que nem sempre é possível de um ponto de vista geológico. Outra opção, porém de maior custo, é o armazenamento em esferas em superfície, o que demanda uma grande área superficial, devido à baixa densidade energética (em relação ao volume) do hidrogênio. Em geral, estima-se que o custo do armazenamento em superfície seja em torno de 11 €/kWh, enquanto que o armazenamento subterrâneo seja cerca de 0.002–0.41 €/kWh (Zakeri & Syri, 2015).

Em relação ao processo de conversão de eletricidade em hidrogênio, a eletrólise, também pode ser realizada por diversas maneiras com diferentes custos e eficiências associadas. Segundo Schiebahn et al. (2015), os três tipos de eletrólise existentes são a eletrólise alcalina (AEL), eletrólise com membrana de polímeros (PEM) e a eletrólise a altas temperaturas com eletrólito de óxidos sólidos (SOEC). Dos três tipos, a eletrólise alcalina é a mais consolidada e melhor compreendida (Götz et al., 2015) e pode alcançar eficiências de até 67% (Schiebahn et al., 2015).

Por fim, o processo final de conversão do hidrogênio de volta em eletricidade também influenciará no custo. O custo de capital total de sistemas à base de hidrogênio indica uma grande diferença quando são utilizadas turbinas a gás (1.570 €/ kW) e sistemas com pilha a combustível (3.240 €/ kW), por exemplo (Zakeri & Syri, 2015).

As tecnologias de armazenamento baseadas em hidrogênio mostram uma alta sensibilidade a variações no preço da eletricidade, devido à baixa eficiência do processo global (conversões, perdas, etc.), indicando a necessidade de pesquisas mais aprofundadas e desenvolvimento, para que sejam economicamente competitivas (Zakeri & Syri, 2015).

Outra tecnologia que ainda precisa de reduções nos custos são as baterias. De forma geral, há uma grande expectativa em relação a baterias de íons lítio para aplicações em grande escala, devido à queda nos preços e aos avanços tecnológicos no sentido de ampliar a vida útil, utilização de novos materiais e aprimoramento da sua segurança. Um dos grandes motivos da queda dos preços é o aumento da demanda da indústria de veículos elétricos. Segundo Goodenough (2015), é possível que as baterias de íons lítio atinjam um custo competitivo para veículos elétricos em meados de 2020.

Segundo estudos de Nykvist & Nilsson (2015) os custos estimados das baterias de íons lítio diminuíram cerca de 14% ao ano entre 2007 e 2014 (US \$ 1.000/kWh para US \$ 410/kWh). Ainda segundo os autores, os preços continuarão a diminuir, alcançando a faixa de preço de USD 150 a USD 300/kWh até 2025.

Os dispositivos de chumbo ácido são a tecnologia que apresenta o menor custo entre as baterias, entretanto, esta tecnologia ainda possui como limitações uma eficiência relativamente baixa, além da necessidade de uma destinação adequada de seus materiais, pela toxicidade do chumbo, o que impacta nos custos (Kyriakopoulos et al., 2016). Outra limitação é a necessidade de manter a temperatura da bateria em certos limites (-5 a 40° C) especificados pelo fabricante, com o risco de sofrer deterioração na expectativa de sua vida útil, o que também incorre em custos extras (Zakeri & Syri, 2015).

## VII. Comentários finais

O grande potencial hidrelétrico de países da América levou a construções de empreendimentos de usinas hidrelétricas convencionais com armazenamento em épocas que a preocupação com os danos ambientais não era tão afluída. Com isso, países como o Brasil, historicamente sempre possuíam grandes capacidades de armazenamento em suas usinas. Nos dias de hoje, uma demanda elétrica crescente, aliada a maiores restrições ambientais, acarretam em uma diminuição da capacidade de armazenamento. Ademais, com a progressiva diminuição dos custos das energias renováveis variáveis, estas estão cada vez mais presentes nos sistemas elétricos. Assim, os países da região necessitarão no futuro de outros modos de armazenamento que auxiliem na manutenção da estabilidade e da confiabilidade da rede, em um cenário de alta participação de energias renováveis intermitentes no sistema elétrico.

As tecnologias de armazenamento apresentadas ao longo do texto apresentam um potencial considerável para contribuir para a integração de fontes renováveis não convencionais na América Latina. Muitas ainda estão em estágio de desenvolvimento e muitas outras, já em estágio mais avançado de maturidade tecnológica, passam por adaptações para serem melhor aproveitadas. Como exemplo, o desenvolvimento das usinas hidrelétricas reversíveis com armazenamento subterrâneo, que diminui a dependência de uma região geográfica específica. O CAES também vem sofrendo adaptações, com uma versão adiabática e outra isotérmica para aproveitar melhor a energia resultante do processo, entretanto este ainda enfrenta as dificuldades geográficas, uma vez que se torna muito caro em armazenamentos que não sejam subterrâneos.

Ainda assim, as tecnologias de armazenamento de energia mecânica não são apropriadas para todas as aplicações. Desta forma, ainda são esperados avanços tecnológicos significativos e diminuição dos custos das tecnologias de armazenamento em desenvolvimento, como, por exemplo, as baterias de íons lítio.

Segundo Balza (2014), as baterias de íons lítio e de chumbo ácido são melhores para aplicações em sistemas com energias renováveis de menor escala devido às suas capacidades de armazenamento. Por sua vez, as baterias de NaS são mais adequadas para fornecerem serviços em combinação com energias renováveis variáveis operando em sistemas maiores, quando não for possível utilizar nem usinas hidrelétricas reversíveis e nem CAES, uma vez que possuem elevadas eficiências para grandes capacidades de armazenamento de energia.

Nenhuma tecnologia de armazenamento de energia contempla simultaneamente todas as características técnicas de um armazenamento ideal. Os sistemas elétricos diferem entre si de acordo com a localidade, tamanho, fontes de geração utilizadas, curva de carga e infraestrutura disponível, portanto, é essencial investigar as necessidades do sistema e a partir de então definir a capacidade e o tipo ideal de armazenamento para provimento dos serviços necessários.

A utilização de sistemas de armazenamento de energia diminui a necessidade por geração através de combustíveis fósseis por também ser capaz de prover flexibilidade aos sistemas elétricos. Desta maneira, com a utilização de armazenamento, é possível diminuir a dependência externa de sistemas sem reservas de combustíveis fósseis, diminuir os custos de operação e manutenção, assim como diminuir os níveis de emissões.

Uma opção alternativa aos sistemas de armazenamento de grande escala é a utilização da tecnologia V2G. A implantação em grande número de veículos elétricos/plug in poderá proporcionar um duplo serviço de redução das emissões do setor de transporte enquanto auxilia no gerenciamento das dinâmicas do sistema elétrico. Com isso, há um potencial adiamento da

necessidade de sistemas de armazenamento de energia em grande escala. Além de tudo, os proprietários de veículos elétricos poderão usufruir de receitas pela participação no fornecimento de serviços à rede.

Contudo, é necessária uma análise minuciosa a respeito das vantagens, desafios e limitações do V2G no Brasil antes de se encorajar esta tecnologia em detrimento de outras medidas para integração de energias renováveis variáveis que seriam mais facilmente adotadas. Não devem ser descartados também cenários alternativos, como sugerido por Borba et al. (2012), de por exemplo, em um primeiro momento utilizar veículos elétricos oficiais ao invés de redes inteligentes, o que permitiria uma entrada gradual dos veículos elétricos, possibilitando possíveis adaptações e evitando o elevado custo inicial.

As usinas hidrelétricas reversíveis também representam uma alternativa para provisão de flexibilidade operacional para os sistemas elétricos. A baixa participação desta tecnologia na América Latina se deve, em parte, à construção de usinas hidrelétricas convencionais com reservatórios, que apresentam um menor custo de capital (por possuírem apenas um reservatório). Com a capacidade de armazenamento dos reservatórios convencionais se esgotando cada vez mais, uma possibilidade é considerar estudos para análise de um possível potencial para implantação de usinas hidrelétricas reversíveis. O Chile, por exemplo, menciona usinas hidrelétricas reversíveis como uma alternativa de tecnologia de armazenamento para seu sistema elétrico no futuro (MINENERGIA, 2015).

Porém, é importante a realização de estudos adicionais para avaliar em que medida é possível que o armazenamento de energia assuma esses papéis. É necessária uma investigação profunda para analisar se as tecnologias de armazenamento por si só (sem outras medidas como geração flexível, energia de reserva, infraestrutura de transmissão, por exemplo) serão capazes de suprir as necessidades da rede elétrica, em um cenário com alta penetração de energias renováveis variáveis, a nível local e a nível de sistema, no curto e no longo prazo, garantindo a qualidade do serviço. Por isso, uma estratégia adequada seria a realização de um planejamento e preparação dos sistemas para uma implantação adequada das tecnologias de armazenamento nas redes elétricas, evitando os riscos de uma adoção inapropriada destas tecnologias na América Latina. Desta forma, é necessário um esforço por parte das autoridades no sentido de:

- a) Identificar e promover mecanismos de fomento à pesquisa básica;
- b) Instalar projetos pilotos nos diferentes níveis de capacidade para estímulo à produção científica e tecnológica;
- c) Incentivar a instalação de fabricantes dos diversos tipos de equipamentos dos sistemas de armazenamento nos países latino-americanos;

- d) Formação de um corpo técnico capacitado para condução de projetos, implantação e operação de sistemas de armazenamento em grande escala;
- e) Desenvolver mudanças regulatórias para que possam contemplar as tecnologias de armazenamento e os diversos serviços que elas podem prestar à rede;

## Referências

- BARZIN, R; CHEN, J.J.J; YOUNG, B.R; FARID, M.M; Peak load shifting with energy storage and price-based control system”. **Energy**. Vol 92 part 3, pp. 1-10. 2015
- BLOOD, D; “Battery-based energy storage: The renewable power proliferation enabler”. **Renewable Energy Focus**. v. 17, n. 6. November/December, 2016
- BORBA, B.S.M.C. “Modelagem Integrada da Introdução de Veículos Leves Conectáveis à Rede Elétrica no Sistema Energético Brasileiro”. Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2012.
- BORBA, B. S; SZKLO, A; SCHAEFFER, R; “Plug-in hybrid electric vehicles as a way to maximize the integration of variable renewable energy in power systems: The case of wind generation in northeastern Brazil”. **Energy**. v. 37, pp. 469-481. 2012
- CHEN, Q; ZHAO, T; “Heat recovery and storage installation in large-scale battery systems for effective integration of renewable energy sources into power systems”. **Applied Thermal Engineering**. 2017
- CHONG, L.W; WONG, Y.W; RAJKUMAR, R.K; RAJKUMAR, R.K; ISA, D; “Hybrid energy storage systems and control strategies for stand-alone renewable energy power systems”. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. v. 66, pp. 174–189. 2016
- DIOUF, B; PODE, R; “Potential of lithium-ion batteries in renewable energy”. **Renewable Energy**. v. 76, pp. 375-380. 2015
- FORREST, K. E; TARROJA, B; ZHANG, L; SHAFFER, B; SAMUELSEN, S; “Charging a renewable future: The impact of electric vehicle charging intelligence on energy storage requirements to meet renewable portfolio standards”. **Journal of Power Sources**. v. 336, pp. 63-74. 2016
- GALLO, A.B; SIMÕES-MOREIRA, J.R; COSTA, H.K.M; SANTOS, M.M; SANTOS, E. M; “Energy storage in the energy transition context: A technology review”. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 65, pp. 800–822. 2016
- GOODENOUGH, J.B; **Energy storage materials: A perspective**. 2015 (In press)

GÖTZ, M.; LEFEBVRE, J.; MÖRS, F.; KOCH, A. M.; GRAF, F.; BAJOHR, S.; REIMERT, R.; KOLB, T. "Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review". **Renewable Energy** (xxx) 1-20, 2015.

HABIB, S; KAMRAN, M; RASHID, U; "Impact analysis of vehicle-to-grid technology and charging strategies of electric vehicles on distribution networks e A review". **Journal of Power Sources**. v. 277, pp. 205-214. 2015

HEMMATI, R; AZIZI, N; "Optimal control strategy on battery storage systems for decoupled active-reactive power control and damping oscillations". **Journal of Energy Storage**. v. 13, pp. 24–34. 2017

IEA – International Energy Agency. "The power of transformation". Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems, 2014.

KATSANEVAKIS, M; STEWART, R.A; LU, J; "Aggregated applications and benefits of energy storage systems with application-specific control methods: A review". **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. 2016 (In press)

KLUMPP, F; "Comparison of pumped hydro, hydrogen storage and compressed air energy storage for integrating high shares of renewable energies— Potential, cost-comparison and ranking". **Journal of Energy Storage**. v. 8, pp. 119–128. 2016

KOUSKSOU, T; BRUEL, P; JAMIL, A; EL RHAFIKI, T; ZERAOULI, Y; "Energy storage: Applications and challenges". **Solar Energy Materials & Solar Cells**. v. 120, pp. 59–80. 2014

KYRIAKOPOULOS, G. L; ARABATZIS, G; "Electrical energy storage systems in electricity generation: Energy policies, innovative technologies, and regulatory regimes". **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 56, pp. 1044–1067. 2016

LI, Y; YANG, J; SONG, J; "Design structure model and renewable energy technology for rechargeable battery towards greener and more sustainable electric vehicle". **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. v. 74, pp. 19–25. 2017

LUO, X; WANG, J; DOONER, M; CLARKE, J; "Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation". **Applied Energy**, v. 137, pp. 511–536. 2015

MAHANI, K; FARZAN, F; JAFARI, M. A; “Network-aware approach for energy storage planning and control in the network with high penetration of renewables”. **Applied Energy**. v. 195, pp. 974–990. 2017

MAHLIA, T.J; SAKTISAHDAN, A; JANNIFAR, M.H; HASAN, H.S.C; MATSEELAR, T.M.I; “A review of available methods and development on energy storage; technology update” **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 33, pp. 532–545. 2014

MINENERGIA. “Hoja de Ruta 2050: Hacia una Energía Sustentable e Inclusiva para Chile. Comité Consultivo De Energía 2050”, Ministerio de Energía, Chile, 2015.

MOON, H; YUNA, A; KIMB, E; MOONA, S; “An Analysis of Energy Storage Systems for Primary Frequency Control of Power Systems in South Korea”. **Energy Procedia**. v. 107, pp. 116 – 121. 2017

MWASILU, F; JUSTO, J.J; KIM, E; DO, T.D; JUNG, J; “Electric vehicles and smart grid interaction: A review on vehicle to grid and renewable energy sources integration”. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. v. 34, pp. 501–516. 2014

NYKVIST, B; NILSSON, M; “Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles”. **Nat Clim Change**. v. 5, pp. 329–32. 2015

OBI, M; JENSEN, S.M; FERRIS, J.B; BASS, R.B; “Calculation of levelized costs of electricity for various electrical energy storage systems”. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. v. 67, pp. 908–920. 2017

PALIZBAN, O; KAUHANIEMI, K; “Energy storage systems in modern grids—Matrix of technologies and applications”. **Journal of Energy Storage**. v. 6, pp. 248–259. 2016

PATSIOSA, C; WUB, B; CHATZINIKOLAOU, E; ROGERS, D.J; WADEA, N; BRANDON, N. P; TAYLOR, P; “An integrated approach for the analysis and control of grid connected energy storage systems”. **Journal of Energy Storage**. v. 5 pp. 48–61. 2016

Portal Brasil, 2014. “Seminário discute construção de usinas reversíveis no Brasil”. Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2014/10/seminario-discute-construcao-de-usinas-reversiveis-no-brasil>> - Acessado em julho de 2017.

SCHIEBAHN, S.; GRUBE, T. ROBINIUS, M.; TIETZE, V.; KUMAR, B.; STOLTEN, D; "Power to Gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany". **International Journal of Hydrogen Energy** (40) 4285-4294, 2014.

SCHULLER, A; FLATH, C. M; GOTTWALT, S; "Quantifying load flexibility of electric vehicles for renewable energy integration". **Applied Energy**. v. 151, pp. 335–344. 2015

SHOKRZADEH, S; BIBEAU, E; "Sustainable integration of intermittent renewable energy and electrified light-duty transportation through repurposing batteries of plug-in electric vehicles" **Energy**. v. 106, pp. 701-711. 2016

SUBBURAJ, A. S; PUSHPAKARAN, B. N; BAYNE, S. B; "Overview of grid connected renewable energy based battery projects in USA". **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. v. 45, pp. 219–234. 2015

SUBERU, M. Y; MUSTAFA, M. W; BASHIR, N; "Energy storage systems for renewable energy power sector integration and mitigation of intermittency". **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 35, pp. 499–514. 2014

TAN, K.M; RAMACHANDARAMURTHY, V.K; YONG, J.Y; "Integration of electric vehicles in smart grid: A review on vehicle to grid technologies and optimization techniques". **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. v. 53, pp. 720–732. 2016

TARROJA, B; EICHMAN, J. D; ZHANG, L; BROWN, T. M; SAMUELSEN, S; "The effectiveness of plug-in hybrid electric vehicles and renewable power in support of holistic environmental goals: Part 2 e Design and operation implications for load-balancing resources on the electric grid". **Journal of Power Sources**. V. 278, pp. 1-12. 2014

TEIXEIRA, A.C.R; SILVA, D.L; MACHADO NETO, L.V.B; DINIZ, A.S.A.C; SODRE, J. R; "A review on electric vehicles and their interaction with smart grids: the case of Brazil". **Clean Techn Environ Policy**. 2014

VERZIILBERGH, R; MARTÍNEZ-ANIDO, C. B; LUKSZO, Z; DE VRIES, L; "Does controlled electric vehicle charging substitute cross-border transmission capacity?". **Applied Energy**. v. 120, pp. 169–180. 2014

ZAKERI, B; SYRI, S; “Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis”.  
**Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 42, pp. 569–596. 2015

ZHAO, Y; NOORI, M; TATARI, O; “Boosting the adoption and the reliability of renewable energy sources: Mitigating the large-scale wind power intermittency through vehicle to grid technology” **Energy**. v.120, pp. 1-11. 2016