

Usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil e no mundo: aplicação e perspectivas

Pumped storage hydropower in Brazil and the world: application and perspectives

Fausto Alfredo Canales, Alexandre Beluco, Carlos André Bulhões Mendes

Instituto de Pesquisas Hidráulicas,
Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil.

Resumo

As preocupações ambientais e o encarecimento dos combustíveis fósseis têm influenciado no desenvolvimento e a expansão das energias renováveis para geração de eletricidade no Brasil e no mundo. Muitas destas tecnologias estão associadas à imprevisibilidade dos recursos utilizados para gerar energia, o que afeta a operação das redes de distribuição de eletricidade, nas quais a geração deve coincidir com a demanda constantemente. O armazenamento da energia excedente, para seu uso durante os picos de consumo, pode contribuir para equilibrar a carga e regular a frequência. As usinas hidrelétricas reversíveis, também conhecidas como de armazenamento por bombeamento de água ou acumulação hidráulica, é a principal tecnologia utilizada no mundo para propósitos de armazenamento de energia elétrica em grande escala. O presente artigo apresenta uma revisão da literatura sobre o armazenamento de energia elétrica através de usinas hidrelétricas reversíveis, e o estado desta tecnologia no cenário global e brasileiro. No documento, se apresentam e comparam brevemente as opções disponíveis para armazenamento de energia elétrica, e também se descrevem as generalidades, operação, impactos ambientais, aplicação, oportunidades e desafios associados às usinas reversíveis no mundo. Finalmente, são discutidas a história e perspectivas desta tecnologia no cenário brasileiro.

Palavras-chave: Usinas hidrelétricas reversíveis, Acumulação hidráulica, Armazenamento de energia, Brasil, Impactos ambientais.

Abstract

Environmental concerns and the increase of fossil fuel prices have influenced the development and expansion of renewable energy for electricity generation in Brazil and the world. Many of these technologies produce energy from unpredictable renewable sources, and this affects the operation of the electricity distribution grid, because the generation must match the demand at all times. The storage of surplus energy for using it during peak load periods can contribute to balance the load and regulate the frequency. Pumped storage hydropower plants, also known as pumped water storage or reversible hydropower is the most established technology for large scale electricity storage. This paper presents a literature review on electricity storage through pumped storage hydropower plants, and the application of this technology in the global and Brazilian scenarios. This document briefly presents and compares the available options for electricity storage, and it also describes the operating principles, environmental impacts, application, opportunities and challenges associated with reversible hydropower in the world. Finally, the development and perspectives of this technology in the Brazilian scenario are discussed.

Keywords: Pumped storage hydropower, Pumped water storage, Energy storage, Brazil, Environmental impacts.

1 INTRODUÇÃO

Os sistemas de geração e distribuição de energia, em conjunto com as telecomunicações, a rede de transportes e os sistemas de distribuição de água e esgoto, formam a infraestrutura necessária para o desenvolvimento econômico e sustentabilidade das sociedades humanas modernas.

A energia elétrica, conforme Ibrahim *et al.* (2008), representa, atualmente, 12% do total de energia processada pela humanidade, uma percentagem que pode subir até 34% para o ano 2025, em um contexto de menor consumo de combustíveis fósseis, sistemas de geração baseados principalmente em energias renováveis e maior consciência ambiental. Segundo Droste-Franke *et al.* (2012), os objetivos simultâneos dos atuais sistemas de energia elétrica podem ser vistos como um triângulo de eficiência, garantia do fornecimento e compatibilidade ambiental. Por estas razões, na reconstrução dos mercados de energia elétrica, muitos países vêm anunciando planos para aumentar significativamente a geração a partir de fontes renováveis como parques eólicos e fotovoltaicos, visando à redução do consumo de combustíveis fósseis e seus correspondentes impactos ambientais negativos.

No entanto, quase todas as tecnologias de energias renováveis provêm de fontes naturais imprevisíveis, com disponibilidade variável em diferentes escalas de tempo. Portanto, a integração de grandes quantidades de energia renovável coloca desafios importantes no que diz respeito à operação dos sistemas de geração de energia, principalmente com relação ao equilíbrio entre a geração e a carga, para assim garantir a regulação primária de frequência na rede.

Para garantir este equilíbrio, Faias *et al.* (2009) citam três possíveis soluções; a primeira, limitar a geração a partir de fontes renováveis, desperdiçando estes recursos e aumentando a geração termelétrica; a segunda solução é exportar o excedente através da interligação do sistema, como no caso brasileiro, o que poderia resultar em um problema de equilíbrio similar ao anterior, só que em diferente escala; a terceira solução, que evita as desvantagens anteriores, seria armazenar o excedente de energia elétrica produzida para utilizá-la em períodos de grande demanda. Para aplicação em grande escala (em termos de capacidade e potência), a principal tecnologia aplicada no mundo é a das usinas hidrelétricas reversíveis (UHER), que se baseiam no armazenamento de energia gravitacional da água através de uma diferença de elevação, e apoiam-se nos mesmos princípios de conversão de energia das usinas hidrelétricas convencionais.

Nesse contexto, o presente artigo apresenta uma revisão da literatura sobre o armazenamento de energia elétrica através de UHER, e o lugar desta tecnologia no cenário global e brasileiro. Para isto, o documento tem a seguinte estrutura: primeiro se apresentam e comparam brevemente as diferentes tecnologias disponíveis para armazenamento de energia elétrica; ato contínuo se apresentam seções que versam sobre as generalidades, operação, impactos ambientais, aplicação, oportunidades e desafios associados às UHER no mundo. Posteriormente, são discutidas a história e perspectivas das UHER no cenário brasileiro, finalizando com algumas considerações baseadas nos aspectos tratados neste artigo.

2 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Por causa das preocupações ambientais, encarecimento dos derivados do petróleo, contínuo desenvolvimento tecnológico, constante crescimento da população mundial e conseqüente incremento na demanda de energia, o uso de fontes renováveis para geração de eletricidade é a primeira opção a considerar no planejamento energético de qualquer região ou país. Contudo, muitas das tecnologias de energias renováveis estão associadas à intermitência ou imprevisibilidade dos recursos utilizados para gerar energia. Com exceção, tal vez, da energia da biomassa e as usinas hidrelétricas com reservatório, a potência gerada depende dos padrões diários e sazonais dos recursos naturais (vento, radiação solar, marés, vazão, etc.) utilizados para a geração de eletricidade.

O problema da imprevisibilidade da energia disponível, conforme Vennemann *et al.* (2010), é que nas redes de distribuição a eletricidade fornecida deve coincidir com a demanda durante todo o tempo. Este delicado balanço é permanentemente regulado através do controle da frequência da corrente alternada (CA) em um determinado valor, geralmente 50Hz ou 60Hz. Quando o consumo excede a oferta, a carga adicional desacelera os geradores e a frequência cai. Um consumo menor do que a oferta reduz a carga do gerador, aumentando a frequência.

Frente a essa situação, as tecnologias de energias renováveis são mais bem aproveitadas quando trabalham em conjunto com sistemas de armazenamento de energia. Segundo Pasquali (2006) e Pereira (2013), o armazenamento pode contribuir para equilibrar a carga e regular a frequência, atenuando a irregularidade da produção e ajudando à rede de distribuição a comportar melhor os picos de consumo, otimizando o desempenho econômico na manutenção e operação dos sistemas de geração.

Quando integrados à rede de distribuição, os sistemas de armazenamento de energia realizam duas funções: 1) como “carga” quando estejam acumulando energia elétrica, ou 2) como “gerador” durante os períodos em que estejam fornecendo eletricidade para a rede.

Os métodos de armazenamento de energia podem classificar-se em: elétricos, eletroquímicos, mecânicos, potenciais e térmicos. Com relação a sua saída ou tipo de energia entregue, a *International Energy Agency* (IEA, 2014) categoriza as tecnologias de armazenamento em dois tipos: elétrica e térmica. Destas duas categorias citadas pela IEA (2014), só a primeira é de interesse para o presente artigo. Com base nisso, os principais aspectos das tecnologias de armazenamento de energia elétrica são descritos no restante desta seção.

2.1 Tipos de tecnologias de armazenamento de energia elétrica

Um sistema de armazenamento de energia elétrica acumula energia quando a produção excede à demanda em um determinado momento, permitindo utilizá-la para geração quando esta situação se inverte, diminuindo assim o desperdício de energia elétrica. O armazenamento de energia elétrica requer a conversão em outro tipo de energia (cinética, potencial, química) antes de ser transformada de volta quando for preciso.

Atualmente existem em uso, ou em avançado estágio de desenvolvimento, as seguintes tecnologias de armazenamento de energia elétrica: ar comprimido, usinas hidrelétricas reversíveis, volantes, baterias, supercondutores, supercapacitores e células de combustível.

2.1.1 Ar comprimido

No armazenamento de energia por ar comprimido (*compressed air energy storage* – CAES), a energia excedente do sistema em períodos de baixa demanda é utilizada para comprimir ar em cavernas, instalações subterrâneas ou tanques de armazenamento. Esta tecnologia utiliza o potencial elástico da energia do ar comprimido. Quando a demanda de eletricidade aumenta, o ar comprimido é retirado do reservatório, aquecido, e depois expandido em turbinas de alta pressão. Após a passagem pela turbina de alta pressão o ar é misturado com o gás para o processo de combustão, acionando turbinas a gás de baixa pressão, que por sua vez estão acopladas mecanicamente a geradores elétricos (DENHOLM *et al.*, 2010).

Segundo Ibrahim *et al.* (2008), o ar pode ser comprimido a altas pressões (40–70bar), com temperaturas próximas à do ambiente, o que resulta vantajoso em termos de volume. Pasquali (2006) explica que podem ser utilizados como reservatórios subterrâneos de ar: cavernas em rocha, minas abandonadas e aquíferos naturais, sendo estes últimos a opção mais barata e mais utilizada. Ibrahim *et al.* (2008) citam que, além destas opções, a compressão e armazenamento do ar podem realizar-se em tubos subterrâneos, a pressões entre 20 e 100bar. Entre as vantagens do CAES se pode referir que o período de armazenamento pode ultrapassar um ano, e outra, o pouco tempo necessário para pôr o sistema em funcionamento pleno (entre 7 e 15 minutos). A principal desvantagem é a dificuldade de encontrar formações geológicas compatíveis com as necessidades do sistema de CAES.

Por causa do alto custo associado, o armazenamento de ar em tanques metálicos de alta pressão só está destinado a aplicações de geração de eletricidade em pequena escala.

2.1.2 Usinas hidrelétricas reversíveis

Baseada na maturidade da geração hidrelétrica tradicional, a tecnologia de armazenamento de energia das usinas hidrelétricas reversíveis (UHER) é também conhecida como de armazenamento por bombeamento de água ou acumulação hidráulica. Este sistema de acumulação consiste no bombeamento de água desde um reservatório inferior para um reservatório superior durante períodos de pequena carga utilizando energia extra de qualquer outra fonte geradora do sistema, utilizando esta água armazenada para movimentar as turbinas hidráulicas na geração de eletricidade nas horas de demanda máxima. A Figura 1 apresenta um esquema com os componentes básicos de uma usina hidrelétrica reversível.

Por ser o principal assunto deste artigo, os principais aspectos relacionados a esta tecnologia são descritos com maior detalhe em seções posteriores deste documento.

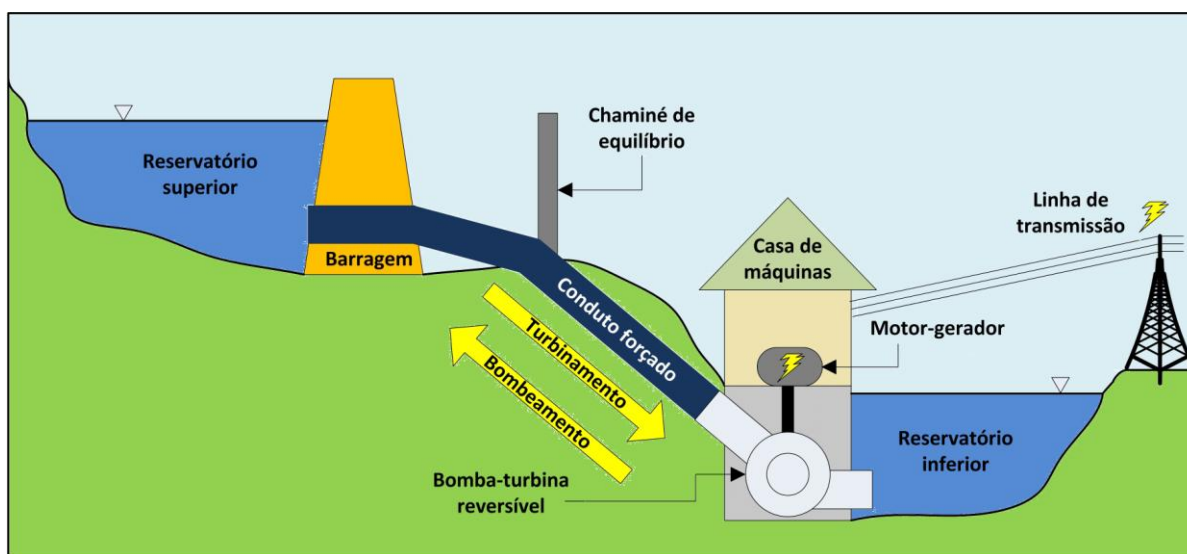


Figura 1 – Esquema de uma usina hidrelétrica reversível

2.1.3 Volantes

Os volantes são dispositivos mecânicos que armazenam energia cinética rotacional, utilizando grandes velocidades de rotação em um disco girante (rotor), para posterior conversão em energia elétrica. Pereira (2013) explica que quando o volante descarrega energia, o motor inverte o seu campo e passa a funcionar como gerador, reduzindo a velocidade de rotação por causa do princípio da conservação da energia. Em situações de carregamento de energia, existe um aumento na velocidade do volante, acionado por um motor elétrico. No estado da tecnologia atual, Pasquali (2006) descreve que os antigos volantes de aço foram substituídos por materiais como fibra de carbono, e outros compostos cerâmicos. Igualmente, as chumaceiras e rolamentos metálicos têm sido aperfeiçoados para minimizar as perdas por atrito, e os invólucros são selados a vácuo para eliminar o atrito do ar.

Segundo Droste-Franke *et al.* (2012), as tecnologias disponíveis de volantes podem ser classificadas em função da sua velocidade rotacional: baixa velocidade (~5.000 rotações por minuto – RPM), média velocidade (~25.000 RPM) e volantes de alta velocidade rotacional (~25.000RPM).

2.1.4 Baterias

As baterias acumulam energia na forma eletroquímica, por meio da produção de íons eletricamente carregados. O seu funcionamento consiste na alternância de suas fases de acumulação e descarga de energia. Ibrahim *et al.* (2008) explicam que as baterias transformam em energia elétrica a energia química gerada através das reações eletroquímicas, e de forma similar no sentido inverso.

Como se apresenta na Figura 2(a), a corrente entregue pela bateria é do tipo corrente contínua (CC), razão pela qual a utilização de baterias na rede elétrica, em CA, implica o uso de conversores eletrônicos de potência, a fim de converter a CC em CA e vice-versa, nos processos chamados de retificação e inversão.

Durante sua operação, o uso de baterias como sistema de acumulação não gera emissões nocivas ou ruído, além de precisar de pouca manutenção. Entre suas desvantagens atuais, podem mencionar-se: 1) o seu tempo de vida relativamente baixo para ciclos de grande amplitude, desde algumas centenas até poucos milhares de ciclos; 2) a disposição final de resíduos, devido a que as baterias têm entre seus componentes alguns metais pesados, os quais são nocivos ao meio ambiente.

Utilizando o descrito por Faias *et al.* (2009), as tecnologias de baterias podem classificar-se em baterias eletroquímicas e de fluxo.

As primeiras usam eletrodos no processo de transferência de elétrons e no armazenamento dos produtos provenientes das reações em estado sólido do eletrodo. Deste grupo fazem parte as baterias: chumbo-ácido, níquel-cádmio (NiCd), hidreto metálico de níquel (NiMH), íons de lítio (Li-ion), sódio-enxofre (NaS), entre outras.

As baterias de fluxo são sistemas de dois eletrólitos em estado líquido. A carga e descarga de energia eléctrica ocorrem por intermédio de reações eletroquímicas reversíveis entre dois eletrólitos de soluções salinas separadas por uma membrana. Exemplos deste tipo de baterias são a bateria redox de vanádio e a bateria de zinco-brometo (ZnBr).

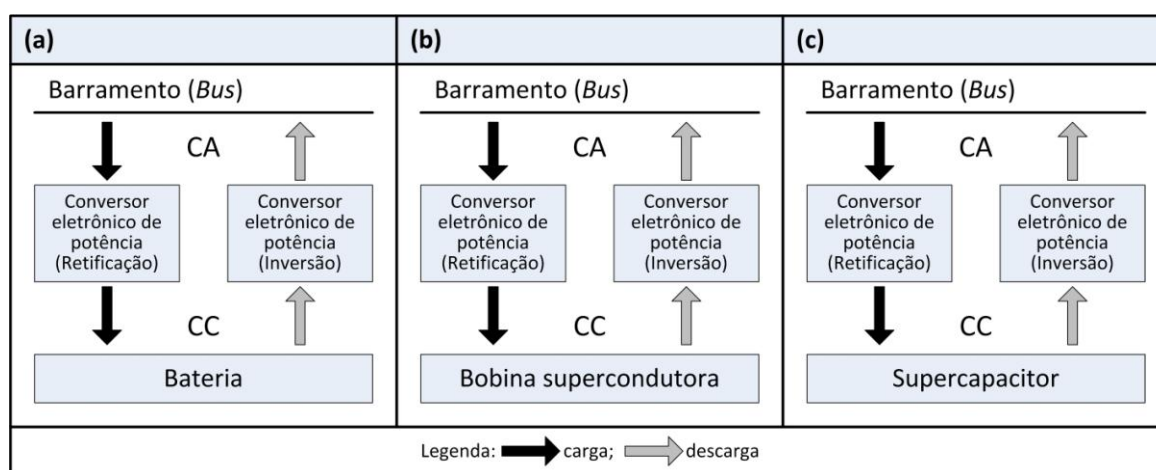


Figura 2 – Diagrama de operação de sistemas de armazenamento utilizando baterias, supercondutores e supercapacitores
Fonte: Adaptado de Faias *et al.* (2009)

2.1.5 Supercondutores

Os supercondutores magnéticos são capazes de armazenar grandes quantidades de energia na forma de um campo magnético gerado através da indução de CC por uma bobina supercondutora mantida a temperaturas muito baixas (geralmente -270°C). De forma similar às baterias e supercapacitores, os supercondutores precisam de um sistema de conversão entre CC e CA para sua utilização na rede, conforme se apresenta na Figura 2(b). Ao contrário das baterias, Ibrahim *et al.* (2008) explicam que estes sistemas são capazes de descarregar quase a totalidade da energia armazenada.

A elevada eficiência instantânea, longo tempo de vida útil e a capacidade de descarregar com extrema rapidez grandes quantidades de energia são as principais vantagens dos supercondutores. A grande desvantagem desta tecnologia é a necessidade de um sistema de refrigeração, que além de apresentar custos elevados, complica a operação do sistema.

2.1.6 Supercapacitores

Os supercapacitores também são conhecidos como ultracapacitores ou capacitores eletroquímicos de dupla camada. Estes dispositivos reúnem as características dos capacitores comuns e das baterias eletroquímicas, com a diferença de não incluir reações químicas no processo. Esta qualidade permite maximizar sua capacidade por ciclo, aumentar sua vida útil até 8-10 anos e facilitar sua reciclagem.

O armazenamento de energia nos supercapacitores, segundo o explicado por Ibrahim *et al.* (2008), é realizado na forma de um campo elétrico entre dois eletrodos. Este é o mesmo princípio usado nos capacitores convencionais, com exceção que o material isolante é substituído por um eletrólito

condutor iônico, no qual os íons se movimentam através de um eletrodo feito de material poroso baseado em carbono, com uma enorme superfície específica.

Esta tecnologia permite uma rápida carga e descarga devido à baixa resistência interna, em um processo reversível que pode ser repetido centenas de milhares de vezes. A energia armazenada deve ser usada rapidamente por causa da descarga diária própria de aproximadamente 5%. Outra desvantagem é a variação da tensão com o nível de carga.

De forma semelhante às baterias e supercondutores, os supercapacitores precisam de um sistema de conversão entre CC e CA para sua utilização na rede, conforme se apresenta na Figura 2(c).

2.1.7 Células de combustível

As células de combustível são dispositivos eletroquímicos que geram energia elétrica a partir do hidrogênio. O sistema de armazenamento de energia utilizando células de combustível inclui três componentes principais: 1) eletrolisador, que consome eletricidade nas horas de menor demanda para produzir hidrogênio; 2) a célula de combustível, que utiliza hidrogênio e oxigênio do ar para gerar eletricidade; e 3) um reservatório de hidrogênio para fornecer este recurso quando seja necessário.

A Figura 3 mostra o esquema de uma célula de combustível e o diagrama de operação de um sistema básico desta tecnologia. Segundo o descrito por Reis (2003), o combustível (hidrogênio puro ou um gás rico em hidrogênio) é suprido no ânodo para que ocorra uma reação eletroquímica com um oxidante (geralmente oxigênio) suprido no cátodo. O eletrólito que se encontra entre os eletrodos permite o fluxo de íons, mas impede a passagem dos elétrons, que obrigados a percorrer um circuito externo, geram uma corrente elétrica no processo. Além do calor liberado pela reação eletroquímica, a formação de água é o único produto resultante deste processo, obtido da combinação do hidrogênio com o oxigênio. As células de combustível convertem a energia química do combustível diretamente em energia elétrica, sem que exista combustão.

A diferença entre as células de combustível e as baterias é que nestas últimas a energia é acumulada nos componentes internos do dispositivo. Nas células de combustível, a energia elétrica é gerada enquanto for mantido o fluxo de hidrogênio e oxigênio, sem acumulação de energia no seu interior.

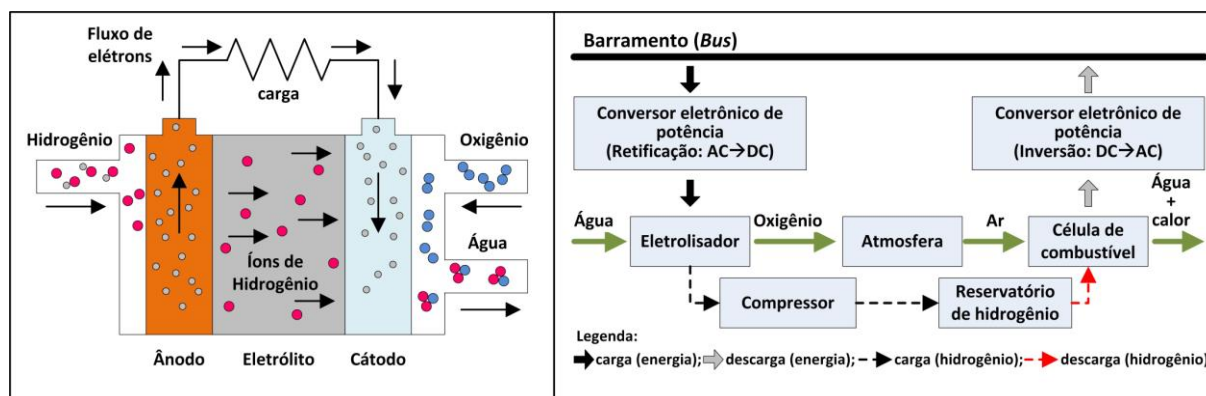


Figura 3 – Esquema básico de uma célula de combustível e diagrama de operação do sistema

Fonte: Adaptado de Ibrahim *et al.* (2008) e Faias *et al.* (2009)

2.2 Aplicações, custos e eficiência das tecnologias de armazenamento de energia elétrica

Algumas das tecnologias de armazenamento de energia elétrica descritas podem ser usadas para várias aplicações. Visando sua escolha para integração na rede, uma definição adequada da aplicação destas tecnologias é importante para permitir a comparação entre elas desde uma perspectiva técnica e econômica. Droste-Franke *et al.* (2012) indicam que existem três classificações para as tecnologias de armazenamento de energia:

1. Tipo de serviço e localização dos sistemas de armazenamento
2. Tempo de descarga e aplicação
3. Tipo de energia na entrada e saída do sistema de armazenamento

Destas classificações, a segunda é a mais utilizada na literatura. Macedo (2003) explica que os sistemas de armazenamento de energia elétrica podem ser previstos para operar em períodos de alguns segundos (garantindo a qualidade da energia elétrica), em picos de demanda (de uma até algumas horas); para atender cargas intermediárias (3-10 horas por dia) ou na base (dias, ou semanas).

A Figura 4, adaptada do trabalho de Denholm *et al.* (2010) e elaborada em 2008 a partir de dados de projetos existentes acoplados a redes de distribuição, apresenta as faixas de potência e tempos de descarga geralmente encontrados nas diferentes tecnologias de armazenamento mencionadas neste documento. Os valores de potência mostrados não representam a gama total de aplicações. Por exemplo, a potência fornecida por um banco de baterias pode ser escalada a quase qualquer valor, e muitas usinas reversíveis com potência inferior a 10MW encontram-se construídas e em operação (e.g.: Gobantes e Urdiceto na Espanha, Eibele na Alemanha).

Por estar ainda em estágio de pesquisa e desenvolvimento, a tecnologia de células de combustível para aplicação em redes elétricas não foi incluída na Figura 4. Contudo, é interessante citar o projeto de hidrogênio Utsira, na Noruega, na qual a energia excedente gerada por duas turbinas eólicas de 600kW é utilizada para produzir hidrogênio utilizando um eletrolisador de 48kW (IEA, 2014). Também com relação a isto, Macedo (2003) refere que para as próximas duas décadas é possível prever células a combustível reversíveis + hidrogênio e baterias avançadas (1-2MWh).

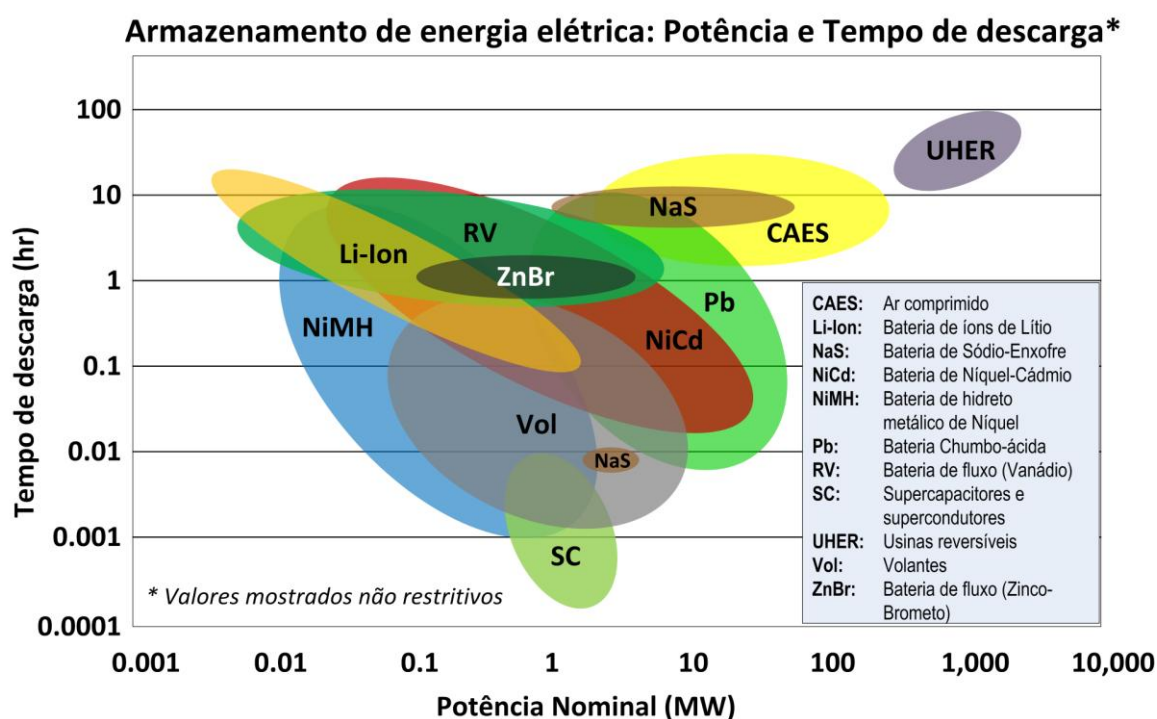


Figura 4 – Potência e tempo de descarga de tecnologias de armazenamento de energia elétrica

Fonte: Adaptado de Denholm *et al.* (2010)

A partir da Figura 4, igualmente confirmado por Yang e Jackson (2011) e Droste-Franke *et al.* (2012), é possível observar que somente existem duas tecnologias comercialmente disponíveis para armazenamento de energia elétrica em grande escala (>100MW) e entrega durante prolongados períodos de tempo: as UHER e CAES. Segundo Chu e Majumdar (2012), estes são também os métodos de armazenamento a médio e longo prazo mais econômicos e eficientes. Em termos de energia por ciclo, as UHER são a única tecnologia a oferecer mais de 10GWh de armazenamento em um único lugar. Isto seria equivalente a 10 CAES ou 100 bancos de baterias das maiores dimensões.

Por causa de restrições termodinâmicas, os processos de armazenamento e descarga de energia elétrica não podem ser realizados sem perdas. A eficiência de conversão e custo inicial por kW instalado são exibidos na Figura 5. Por exemplo, nas UHER, a energia tomada durante o bombeamento não pode ser recuperada totalmente no turbinamento, por causa das perdas nas tubulações e equipamento eletromecânico.

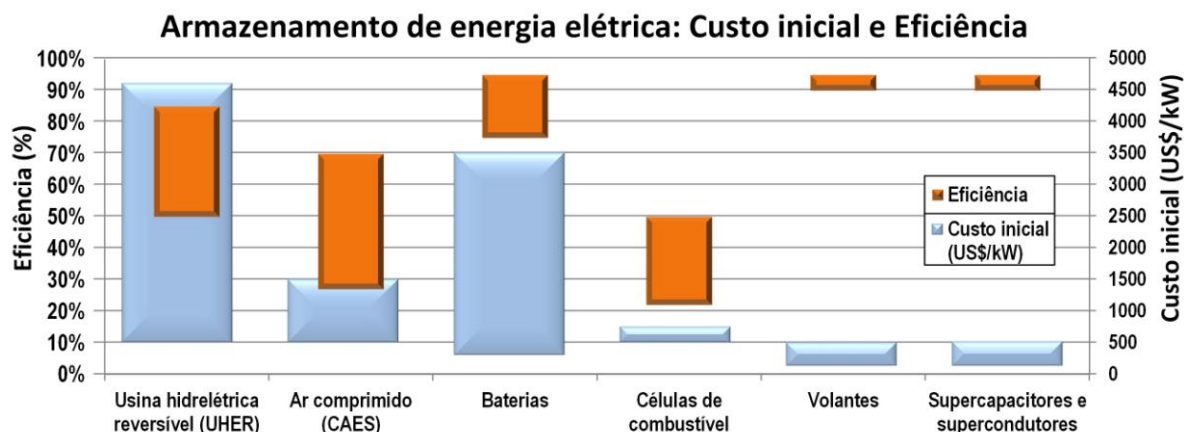


Figura 5 – Eficiência e custo inicial por kW instalado das tecnologias de armazenamento de energia elétrica

Fonte: Elaborado a partir de IEA (2014)

3 USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS: GENERALIDADES E IMPACTO AMBIENTAL

Os componentes e princípio básico de operação das UHER foram apresentados na seção 2.1.2. Nesta seção são descritos os principais aspectos envolvidos na operação e manutenção das UHER e as considerações ambientais associadas a este tipo de empreendimentos.

3.1 Componentes e princípios básicos das UHER

Simplificadamente, uma usina hidrelétrica reversível está constituída pelos seguintes componentes: os reservatórios (superior e inferior), os condutos hidráulicos e as instalações eletromecânicas para bombeamento/turbinamento.

O planejamento dos reservatórios é possivelmente o elemento mais crítico no projeto de uma UHER. Schreiber (1978) explica que os reservatórios podem ser construídos de duas formas. Na primeira, às vezes chamada de “usinas por bombeamento puro” ou de “circuito fechado”, os reservatórios são independentes de um rio, de modo que um determinado volume de água oscila entre dois reservatórios e é necessário apenas um pequeno afluxo para restabelecer as perdas por evaporação e infiltração. Na segunda, os reservatórios são construídos no leito de um rio, sendo utilizados por usinas hidrelétricas convencionais durante o dia, e utilizando o excedente de energias renováveis para bombeamento durante a noite. A região onde são projetados os reservatórios deve permitir encher pelo menos um dos reservatórios em tempo compatível com o cronograma do projeto.

O modo de formar os reservatórios está em função das condições topográficas. Nos casos em que uma densa população ou outras restrições impossibilitem a inundação das áreas necessárias para o reservatório, uma bacia artificial pode ser construída, através de escavação e a construção de uma barragem aproveitando o material escavado. Outra opção possível é o aproveitamento de depressões naturais, ou inclusive o mar, como no caso da usina de Okinawa Yanbaru no Japão, inaugurada em 1999. Denholm *et al.* (2010) explicam que o uso de cavernas ou minas abandonadas para o reservatório inferior ainda não têm sido aplicado em grande escala.

No referente aos condutos hidráulicos, estes devem ser dimensionados cuidadosamente, já que em uma UHER as perdas no bombeamento acumulam-se às perdas na operação das turbinas.

Na prática, múltiplos arranjos eletromecânicos têm sido implementados. A solução mais rudimentar seria a instalação de uma unidade geradora (turbina + gerador) separada de outra para bombeamento (motor + bomba), selecionando para ambas sua configuração mais adequada. Porém, a necessidade de equipamentos diferentes faz deste arranjo o mais caro e, conseqüentemente, têm sido raras vezes adotado.

Segundo Schreiber (1978) e Vennemann *et al.* (2010), quedas maiores que 600m exigem turbinas do tipo Pelton, acarretando que a configuração do sistema incluía três máquinas: turbina, motor-gerador e bomba (*e.g.*: KOPS II na Áustria).

Para quedas menores que 600m, geralmente são utilizadas turbinas reversíveis, isto é, que operam tanto como turbinas quanto como bombas. No modo de turbina, a potência entregue é usualmente controlável, o que permite gerar em uma faixa de valores desde quase zero até a potência nominal. A instalação de apenas uma máquina hidráulica significa uma vantagem econômica, que por sua vez demandou o desenvolvimento de dispositivos especiais e sistemas elétricos mais eficientes para controlar a operação do sistema.

Pasquali (2006) e Sallaberger (2012) explicam que o estado atual da tecnologia permite às máquinas eletromecânicas nas UHER operarem em modo síncrono quando estiverem gerando energia e assíncrono quando estiverem acionando as bombas. Assim, a velocidade de rotação da turbina-bomba pode ser variada, permitindo ajustar a capacidade da bomba para utilizar apenas a quantidade de energia disponível no momento. Isso permite uma estabilização extremamente eficiente da rede.

Com base em Schreiber (1978), todos os tipos de turbinas de reação podem ser transformados em reversíveis. A Figura 6 indica a relação entre a queda e velocidade específica dos principais tipos de turbinas reversíveis. A velocidade específica (n_s) é definida como a velocidade de rotação de uma turbina geometricamente igual à de interesse, com a mesma eficiência e produzindo 0,736 kW sob uma queda de 1m.

Uma UHER permite aproveitar melhor a energia elétrica gerada a partir de fontes de energia renováveis, como a radiação solar e o vento, as quais apresentam disponibilidade imprevisível. Para minimizar os efeitos negativos desta aleatoriedade, as UHER armazenam em um reservatório superior o excedente de eletricidade produzida nas horas de menor consumo, na forma de energia potencial da água. Depois, nos picos de consumo, a água acumulada é devolvida a um reservatório inferior para acionar as turbinas e gerar energia elétrica. Esta compensação pode ser diária, semanal ou sazonal.

Além da capacidade de armazenamento, eficiência, maturidade da tecnologia e tempo de descarga, Vennemann *et al.* (2010) afirmam que outro fator importante que distingue positivamente as UHER das outras tecnologias de armazenamento é o curto tempo necessário para passar do bombeamento para geração máxima (~2 minutos, enquanto que uma turbina a gás precisa de 7 a 15 minutos para aquecer uniformemente, como já foi mencionado antes).

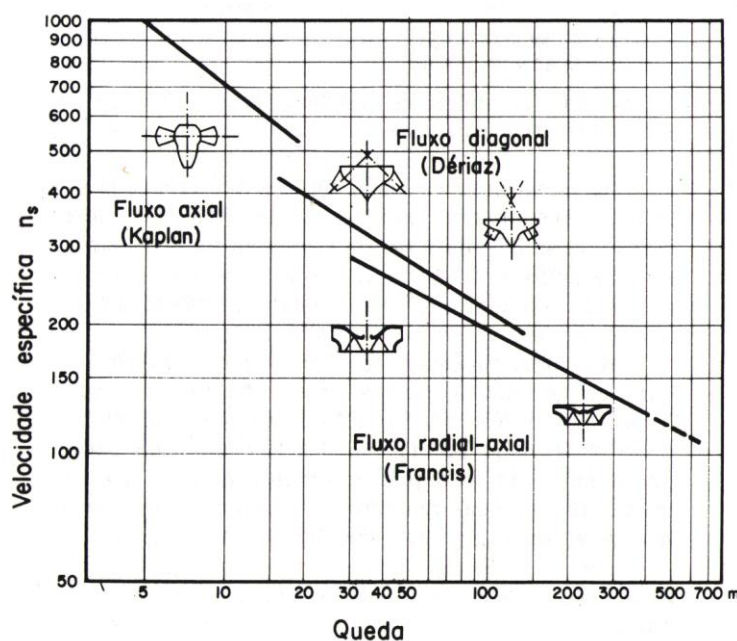


Figura 6 – Relação entre altura de queda e velocidade específica de turbinas reversíveis

Fonte: Schreiber (1978)

3.2 Manutenção e problemas na operação das UHER

Com base nos dados de operação e manutenção de 35 UHER (24 nos Estados Unidos e 11 no resto do mundo), Sadden (1990) elaborou um estudo das características destes processos para este tipo de projetos. Entre as principais descobertas desse estudo encontram-se as seguintes:

- Os problemas nas bombas/turbinas diferem apenas em gravidade aos que ocorrem em instalações hidrelétricas convencionais. As muitas mudanças no modo de operação, a grande quantidade de partidas e paradas dos motores, assim como as reversões de rotação, significa um aumento da pressão sobre os equipamentos. As turbinas convencionais geralmente operam por 30 ou 40 anos sem precisar de grandes reparações. As turbinas reversíveis, em contraste, precisam deste tipo de manutenção cada dez ou quinze anos.
- A vibração excessiva, ou falhas relacionadas com vibração, foram os principais problemas relacionados aos equipamentos eletromecânicos, segundo o relatado pelos encarregados das centrais avaliadas.
- Apesar de serem obras complexas, enormes e submetidas constantemente a cargas transitórias, as obras civis e hidráulicas nas UHER não apresentam diferenças significativas quando comparadas com centrais hidrelétricas convencionais. Entre os incidentes encontrados se incluem: vazamento nas barragens, falha das grades nas tomadas de água e a inundação da casa de máquinas em alguns dos projetos avaliados.
- A manutenção requerida pelas UHER é significativamente menor que aquela necessária em usinas termelétricas, entretanto, maior que a esperada em uma usina convencional. O número de horas de trabalho de manutenção em cada UHER depende da idade da planta, a complexidade do projeto, regime de operação, o tempo desde a última revisão, etc.
- A manutenção preventiva é realizada, usualmente, uma vez por ano.

Além dessas descobertas, é interessante mencionar que para a UHER de Okinawa Yanbaru, os custos de operação e manutenção são altos, principalmente por causa da corrosão nos equipamentos eletromecânicos, originada pelo uso de água do mar na operação desta UHER (IEA, 2014).

3.3 Impactos ambientais das UHER

Os impactos ambientais podem definir-se como mudanças positivas ou negativas de um parâmetro ambiental, causadas por uma determinada atividade natural ou antrópica, quando comparadas com a situação se essa atividade não tivesse acontecido.

Em função da forma em que os reservatórios são construídos, muitos dos potenciais impactos ambientais gerados por uma UHER são similares aos da uma usina hidrelétrica convencional: alteração da vazão, alargamento do leito do rio, elevação do nível de lençol freático, alteração de parâmetros climáticos, impactos na flora e fauna, impactos sociais e econômicos, etc. Como a maior parte desses impactos é na escala local, Queiroz *et al.* (2013) afirmam que é possível realizar ações mitigadoras ou compensatórias para reduzir os impactos negativos destes empreendimentos, os quais geralmente são superados pelos impactos positivos gerados.

Além dos efeitos associados às usinas hidrelétricas convencionais, com base nos trabalhos de Harris (1992) e Dmitrieva *et al.* (1992), as UHER poderiam produzir os seguintes impactos negativos particulares:

- Caso a renovação da água não for adequada, a acumulação de resíduos e decomposição de folhas e animais destruídos pelas bombas e turbinas favorece o crescimento de algas e plantas aquáticas, com a consequente eutrofização dos reservatórios.
- Incremento na turbidez da água. Além disso, se os reservatórios estiverem em dois cursos de águas diferentes, a contaminação de um deles poderia afetar ambos.
- Morte de até 90% do zooplâncton que passa pelas bombas. Contudo, este fator não é tão significativo quanto parece, já que ter elevadas taxas de reprodução é uma das características destes organismos.
- A rápida e frequente oscilação dos níveis dos reservatórios pode afetar a estabilidade dos taludes, causando erosão superficial e deslizamentos de terra.

- Impactos devido a escavações para construção de túneis e casa de força subterrânea.
- Impactos causados pela maior área inundada, devido à necessidade de inundar dois reservatórios. Contudo, usinas que utilizarem cavernas, depressões naturais ou o mar como reservatório inferior, em conjunto com um reservatório superior independente do rio, poderiam resultar em um impacto positivo com relação às usinas hidrelétricas convencionais.

A partir de estudos em realizados em várias UHER na Europa e Estados Unidos, Dmitrieva *et al.* (1992) mencionam os seguintes impactos ambientais positivos deste tipo de projetos:

- Aumento do oxigênio dissolvido no corpo hídrico por causa da aeração fornecida pela intensa circulação das massas de água.
- Redução da estratificação térmica da água.
- Redução do crescimento de algas azuis e verdes.
- Intensificação dos processos de oxidação e mineralização de substâncias orgânicas e biogênicas.
- O efeito sobre a ictiofauna é ambíguo, e dependerá principalmente da adoção de medidas adequadas de proteção à natureza na elaboração do projeto e planejamento do regime de operação.

Cada UHER é um projeto com características únicas, e seus impactos devem ser avaliados caso a caso. Para facilitar a compreensão dos diferentes cenários que podem surgir na relação entre UHER e o meio ambiente, Yang e Jackson (2011) apresentaram cinco estudos de caso de projetos de UHER nos Estados Unidos, ocorridos entre 1963 e 2006. As principais descobertas desses autores revelaram a grande diversidade de situações possíveis. Alguns projetos foram abandonados ou adiados devido a preocupações ambientais, enquanto que a motivação de outro foi a de ser utilizado para melhorar a qualidade da água dos reservatórios. O projeto *Bear Lake/Hook Canyon*, com seu reservatório superior situado em um parque nacional, encontrou resistência por parte de grupos ambientalistas devido ao uso de terras públicas para lucro privado, e por estarem contra a construção de grandes reservatórios para armazenamento de energia. Os casos dos empreendimentos Olivenhain-Hodges e do Lago Elsinore sugerem que as UHER podem ser projetadas para atender múltiplos usos da água (armazenamento de energia, controle de secas, proteção da qualidade dos corpos hídricos, etc.), configurando assim um impacto positivo local e regional.

4 APLICAÇÃO GLOBAL DAS USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS

O túnel de Samos na Grécia antiga, o aqueduto romano e as obras de irrigação no vale do Nilo são exemplos do aproveitamento dos cursos de água ao longo da história das sociedades humanas. A energia hidrelétrica é a obtenção de energia elétrica através do aproveitamento da energia potencial e cinética da água. Os avanços tecnológicos causados pela revolução industrial permitiram o desenvolvimento das turbinas Francis e Pelton no século XIX, mas os princípios das modernas turbinas hidráulicas se remontam a meados do século XVIII, com a obra do francês Bernard de Bélidor. O primeiro uso industrial da energia hidrelétrica ocorreu em 1880, para iluminação exterior de um teatro e fachadas de lojas na cidade de Grand Rapids, no Michigan.

A primeira UHER em operação no mundo foi instalada na cidade de Zurique em 1890 (SALLABERGER, 2012). Já na década de 1930, conforme Mirsaedi *et al.* (2012), as UHER estavam amplamente disseminadas ao redor do mundo, atingindo seu apogeu construtivo entre as décadas de 1960 e 1980. A primeira turbina reversível do mundo foi instalada na Usina Elevatória de Pedreira, inaugurada em 1939 no Estado de São Paulo.

Embora existam conjuntos de dados quantificando a capacidade de armazenamento instalada atualmente nas redes elétricas do mundo, as tentativas de resumir de forma abrangente a capacidade mundial instalada têm fracassado por causa da falta de informações disponíveis e por causa de definições conflitantes sobre o que deve ser incluído na categoria de armazenamento de energia elétrica. Com base nessas diferentes estimativas, em 2010, e com mais de 140GW de potência instalada ao redor do mundo, a tecnologia das UHER representava aproximadamente 99% da capacidade de armazenamento de energia para uso na rede elétrica, como mostrado na Figura 7 (IEA, 2014).

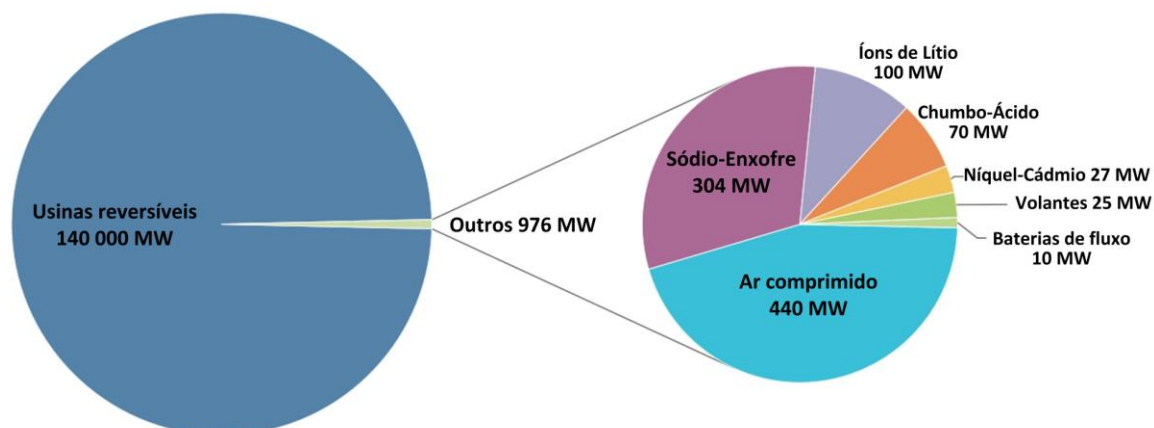


Figura 7 – Capacidade mundial instalada de armazenamento de energia elétrica
Fonte: IEA (2014)

Atualmente, a principal função das UHER é operar em conjunto com fontes de energia intermitentes para moderar as diferenças periódicas na disponibilidade de energia.

Tal vez a lista mais completa com relação às UHER instaladas no mundo seja a publicada anualmente pela *International Water Power & Dam Construction*. No anuário de 2012 se listam mais de 400 projetos de UHER, seja em operação ou construção, o que indica a relevância deste tipo de empreendimentos nas redes elétricas do mundo. A maior parte destes sistemas localiza-se nos países altamente industrializados, com destaque para: Estados Unidos (38 em operação, mais de 40 projetados), Japão (mais de 40 em operação), Alemanha, Espanha, China, Itália, Noruega e França (cada um desses países com mais de 20 UHER em operação ou em construção). A Figura 8 apresenta três exemplos de projetos de usinas reversíveis no mundo.



Limberg II – Áustria

Raccoon Mountain – Estados Unidos

Goldisthal – Alemanha

Figura 8 – Exemplos de Usinas Hidrelétricas Reversíveis
Fonte: VOITH (2014)

5 OPORTUNIDADES E DESAFIOS ASSOCIADOS ÀS USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS

Todas as redes elétricas com uma parcela significativa da geração a partir de fontes de energias renováveis serão confrontadas com o problema do armazenamento de energia (SALLABERGER, 2012). Devido às vantagens referentes à eficiência de conversão, capacidade de armazenamento e tempo necessário para passar do bombeamento para geração, as UHER continuarão a ser extensamente utilizadas no futuro próximo, permitindo o desenvolvimento de outras tecnologias que no futuro possam oferecer suporte a esta tecnologia no armazenamento de energia elétrica em grande escala. Com base nisso, algumas oportunidades e desafios associados às UHER podem ser descritas nesta seção.

5.1 Oportunidades

Minimizar a emissão de gases de efeito estufa na geração de energia elétrica é um desafio que precisa do aumento da produção a partir de fontes renováveis, com destaque para a energia solar e a energia eólica. O problema é que estes recursos naturais não estão necessariamente disponíveis quando há demanda de energia elétrica. O incremento da penetração da geração eólica e solar na matriz energética depende, entre outros fatores, de um crescimento proporcional das capacidades de armazenamento de energia, e até hoje, as UHER são o tipo de projeto mais eficiente para este fim.

Uma aplicação das UHER é descrita nos trabalhos de Beluco (2012) e Mirsaedi *et al.* (2012). Estes autores indicam que as UHER mostram-se bastante adequadas trabalhando em conjunto com centrais de energias renováveis em redes elétricas com tarifas diferenciadas em função do horário do dia. O lucro é obtido através do bombeamento nas horas em que a demanda de energia é menor e a tarifa é mais barata, para turbinar nos horários de pico e aproveitar os melhores preços pela energia gerada.

Se a potência gerada em um grande parque eólico ou solar for temporariamente superior que a demanda no sistema, o excedente produzido deverá ser imediatamente eliminado para assim manter a estabilidade da frequência na rede elétrica. As UHER permitem moderar esta situação através de sua função consumidora de carga, regulando a tensão na rede nas horas de carga leve por meio da criação de carga ativa adicional (bombeamento). Isso permite operar as outras centrais em função da disponibilidade de recursos, o que melhora o fator de capacidade dessas usinas e diminui os riscos de avarias nos equipamentos eletromecânicos, aumentando sua vida útil.

Em muitos locais, a construção de novas centrais hidrelétricas convencionais é limitada por causa de considerações ambientais, falta de condições geográficas propícias e problemas de aceitação por parte da população. Frente a isso, Arántegui *et al.* (2012) julgam que a construção de novas UHER sofrem das mesmas limitações, mas consideram que este não seria o caso para UHER criadas a partir da modificação de centrais hidrelétricas ou reservatórios existentes. Reservatórios existentes já ocasionaram impactos ambientais tempo atrás e, possivelmente, formam parte de um sistema estável, no qual os problemas já têm sido mitigados. Neste contexto, uma UHER reformada em circuito fechado dificilmente causaria novos prejuízos ambientais significativos. Assim, a transformação de centrais hidrelétricas ou reservatórios existentes se converte em uma forma simples de adicionar capacidade de armazenamento à rede elétrica, com custos e impactos ambientais menores que aqueles de uma nova central com reservatório ou uma UHER. A condição necessária seria que ambos os reservatórios tivessem volumes úteis suficientes.

Usinas reversíveis em circuito fechado oferecem uma maior liberdade na escolha da sua localização. A disponibilidade de um reservatório inferior a uma profundidade considerável permite minimizar o tamanho dos reservatórios, reduzindo os impactos ambientais. Um exemplo disto é a UHER Okinawa Yanbaru, inaugurada em 1999. Por ser uma ilha, Okinawa têm escassos recursos de água doce, os que não poderiam ser usados em uma UHER. Porém, o litoral montanhoso permitiu a construção desta UHER de 30MW e 136m de queda, utilizando água do mar para sua operação.

Os Estados Unidos é um dos países com maior capacidade instalada de usinas reversíveis no mundo (~22GW em 2012). Segundo Yang e Jackson (2011), os baixos preços do gás nos últimos 20 anos do século XX, a pressão de grupos ambientalistas e poucos investimentos na energia nuclear, criaram um hiato na construção de UHER nesse país. Contudo, esta situação tem mudado. Em 2010 a Comissão Federal Regulatória de Energia (FERC, por suas siglas em inglês) registrava 36 pedidos de licença para construção de UHER, 29 das quais em circuito fechado, muitas delas utilizando cavernas naturais, minas ou canteiras abandonadas como reservatórios. Menos de 25% destas pretendiam barrar um rio. Algumas propõem utilizar águas subterrâneas para eliminar ou minimizar impactos na ictiofauna.

Entre estes projetos citados por Yang e Jackson (2011), *Mulqueeney Ranch* na Califórnia é particularmente interessante. Essa usina reversível em circuito fechado propõe utilizar águas residuais tratadas na sua operação. Além de não afetar populações de peixes, a operação desta UHER poderia melhorar a qualidade da água utilizada, já que funcionaria como uma estação de tratamento de aeração prolongada, projetando o bombeamento para atingir uma aeração adequada.

O aumento às taxas ambientais por emissão de gases de efeito estufa poderia gerar outro cenário em que UHER teriam vantagem sobre as usinas térmicas para geração nos horários de pico.

5.2 Desafios

O primeiro desafio para qualquer projeto de UHER é encontrar um local com características geográficas que permitam a criação de dois reservatórios separados verticalmente por várias dezenas ou centenas de metros, mas relativamente próximos horizontalmente. Porém, conforme mencionado anteriormente, arranjos inovadores que minimizam os impactos ambientais têm sido propostos.

Outra das principais barreiras para a implantação de UHER, segundo Yang e Jackson (2011), é a falta de conhecimento da maior parte da população sobre a importância e benefícios do armazenamento de energia elétrica em sistemas com geração de energias renováveis, evidenciada pela oposição dos grupos ambientalistas contra este tipo de projetos.

Em muitos países, a capacidade de reserva de energia elétrica e serviços auxiliares são fornecidos por centrais térmicas para geração em horários de pico. Por consumirem mais energia da que geram (sua eficiência oscila entre 50%-85%, Ver Figura 5), as UHER não podem ser catalogadas como centrais geradoras de energia elétrica. Esta indefinição dificulta sua aplicação nos marcos regulatórios dos mercados de energia elétrica em que esta tecnologia de armazenamento não esteja considerada. Por exemplo, Yang e Jackson (2011) mencionam que nos Estados Unidos esta ambiguidade impedia a participação das UHER na reestruturação do mercado de energia, o que foi resolvido através de uma resolução da FERC em 2007, facilitando o acesso das UHER a este mercado e renovando o interesse neste tipo de projetos.

Mais um exemplo de dificuldades causadas pela indefinição descrita no parágrafo anterior é mencionada por Vennemann *et al.* (2010). A partir de 2008, a tarifa elétrica pelo uso da rede na Alemanha também passou a ser aplicada às UHER, causando um incremento nos custos de armazenamento e restringindo a expansão da capacidade de armazenamento elétrico na rede. Esta dupla taxação (como gerador e como consumidor final) teve severas consequências nos custos totais do fornecimento elétrico, estimado em quase 100 milhões de euros adicionais por ano, pagos pelos consumidores. Esses autores alegam que estas taxas são irracionais, devido a que a tarifa inclui cobros por serviços que não são consumidos pelas UHER, pelo contrário, são fornecidos por estas. Em mercados formados por vários países, como no caso da Europa, isto pode afetar gravemente o equilíbrio comercial regional.

6 AS USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS NO CENÁRIO BRASILEIRO

Apesar de ter sido o país onde foi instalada a primeira turbina reversível do mundo, o conceito das UHER no Brasil foi abandonado na década de 1970. A riqueza de recursos naturais do país foi uma das principais razões disto, já que permitiu dimensionar as usinas hidrelétricas e seus reservatórios de forma que tivessem potência instalada e volume suficiente para atender os picos de demanda, pelo menos até 2015 (ELETROBRÁS, 1994). Adicionalmente, a adoção das tarifas horo-sazonais incentivaram os grandes consumidores a deslocar ou reduzir seu consumo de energia no horário de pico. A integração das diferentes regiões do país a través do Sistema Interligado Nacional (SIN) também fez que outros sistemas de armazenamento fossem desnecessários, pela possibilidade de aproveitar não só a variabilidade hidrológica sazonal e regional, mas também as características variáveis do consumo de eletricidade.

Contudo, o setor elétrico brasileiro tem sofrido profundas mudanças. Citando especialistas do setor, Galhardo (2012) explica que o período de ponta tem-se expandido, principalmente, nas estações mais quentes e secas do ano. Devido à mudança de hábito do consumo, o horário de pico não ocorre mais naquele horário tradicional entre 18 e 21h, passando a ser um platô com duração de 10 horas. Outra tendência atual é a construção de usinas a fio d'água, sem reservatórios de acumulação. Em 2001, a capacidade de armazenamento do sistema de reservatórios do Brasil era 236 mil MW, para uma carga de 37 mil MW, uma relação de 6,4. Já em 2012, a capacidade de armazenamento cresceu

21% enquanto a carga aumentou cerca de 60%, baixando a relação para 4,9. Espera-se que em 2019 essa relação chegue a 3, precisando cada vez mais da geração térmica para atender os horários de máxima carga. Por estes motivos, e em função de uma tendência mundial de dificuldades no atendimento da carga em momentos de ponta do consumo e de fragilidades operativas, a aplicação da tecnologia de UHER no cenário brasileiro tem adquirido novo fôlego recentemente.

6.1 UHER construídas no Brasil

A *International Water Power & Dam Construction* (2012) lista quatro UHER construídas no Brasil, com as características indicadas na Tabela 1. Os dados apresentados nessa tabela, com relação aos equipamentos e potência, podem diferir dos registros encontrados na literatura, os quais foram utilizados para descrever brevemente cada um destes projetos.

Tabela 1 – Usinas hidrelétricas reversíveis construídas no Brasil

Nome	Inaugurada	Equipamento Projetado	Potência Turbinas (MW)	Potência Bombas (MW)	Altura de Queda (m)
Edgard de Souza	1955	1 Francis reversível	14,8	13,3	24
Pedreira	1939	6 Francis reversíveis	78,5	42,6	25
Traição	1940	4 Kaplan reversíveis	7,3	9,4	4
Vigário	1952	4 Francis reversíveis	90,8	72,0	36

Fonte: *International Water Power & Dam Construction* (2012)

6.1.1 Usinas elevatórias de Pedreira e Traição

A usina hidrelétrica de Henry Borden, em Cubatão, Estado de São Paulo, além estar situada dentro do maior centro de consumo do país, é uma das usinas com maior produtividade no Brasil, produzindo quase 6 MW por m³/s vertido. Na década de 1930, para aumentar a capacidade de geração desta usina, foram realizadas as seguintes obras: retificação e reversão do Rio Pinheiros, a construção das usinas elevatórias de Pedreira e de Traição e a formação do Reservatório Billings, com capacidade de 1200 hm³ e área inundada de 130 km².

Segundo Lima (2012), a Usina Elevatória de Traição foi inaugurada em 1940, com o propósito de reverter o curso das águas do Canal Pinheiros, para serem encaminhadas à Usina Elevatória de Pedreira e depois ao Reservatório Billings. A usina possui quatro unidades geradoras reversíveis tipo Kaplan de eixo vertical e acionadas por motores síncronos. A potência total é de 22MW distribuídos igualmente entre as unidades, que podem funcionar como geradores de energia e como unidades de bombeamento. A capacidade de bombeamento é de 280m³/s, elevando as águas em cerca de 5 metros.

A Usina Elevatória de Pedreira foi inaugurada em 1939, com a entrada em operação da unidade nº 4, a primeira turbina reversível do mundo. A capacidade da UHER foi sendo ampliada gradativamente, com sua última unidade instalada em 1993. Lima (2012) descreve que esta usina possui hoje (07) sete unidades geradoras reversíveis e (01) uma unidade de bombeamento com uma potência elétrica total de 100MW de energia elétrica dedicadas ao bombeamento das águas do Canal Pinheiros, lançando-as no Reservatório Billings. Todas as turbinas são do tipo Francis de motores síncronos. A capacidade atual de bombeamento desta usina é de 395m³/s, elevando as águas em cerca de 25m.

Além de sua função de geração de energia, o Reservatório Billings é utilizado desde 1958 para outros usos (abastecimento público, controle de cheias, lazer, etc). De acordo com Rossetti (2013), o crescimento populacional da cidade de São Paulo a partir da década de 1950, significou o aumento significativo do volume de esgoto doméstico a ser recolhido e tratado; porém, as obras de saneamento básico não acompanharam este crescimento com a mesma velocidade. Este fato ocasionou a prática de ligações residenciais do esgoto doméstico em galerias de águas pluviais levando estes esgotos sem tratar diretamente aos cursos de água, originando a poluição e eutrofização do Rio Pinheiros. Por esta razão, foi emitida em 1992 a Resolução Conjunta SMA/SES 03/92, atualizada pela Resolução SEE-

SMA-SRHSO-I, de 13/03/96, que dispõe que as águas do Canal Pinheiros não podem mais ser bombeadas continuamente para o Reservatório Billings. Esse bombeamento é feito somente quando as vazões provocadas pelas chuvas elevam o nível das águas do rio Tietê ou do Canal Pinheiros, podendo provocar enchentes na região. Segundo Barros *et al.* (2009), esta medida diminuiu a capacidade de geração da usina de Henry Bordem em aproximadamente 75% e, conseqüentemente, afetou a operação das usinas de Pedreira e Traição. Segundo a IEA(2014), a capacidade atual da UHER de Pedreira é de 20MW.

6.1.2 Usina elevatória Edgard de Souza

Em 1899, o advogado canadense Alexander Mackenzie fundou a *The São Paulo Railway, Light & Power Company*, iniciando imediatamente a construção da central hidrelétrica de Parnaíba, posteriormente denominada Edgard de Souza, situada na cachoeira do Inferno, no rio Tietê e inaugurada em 1901. De acordo com o Comitê Brasileiro de Barragens (CBDB, 2011), a barragem foi construída em alvenaria de pedra com vertedouro de superfície livre em quase toda a extensão de sua crista. A capacidade instalada inicial era de 2 MW. Em 1954 a antiga casa de força foi substituída por uma estação de recalque com unidades reversíveis. Com a implantação do Projeto Serra, a crista da barragem foi alteada de 711,4 m para 717,6 m, e a usina original foi substituída pela Usina Elevatória Edgard de Souza. Esta usina foi desativada por considerações ambientais em 1984, com a transferência da unidade reversível para a Usina Elevatória de Pedreira.

6.1.3 Usina elevatória de Vigário

Inaugurada em 1952 e localizada no reservatório de Santana, no rio Piraí, Rio de Janeiro. Eleva em quase 36m as águas deste reservatório para reservatório de Vigário, utilizando quatro turbinas reversíveis de 22MW cada uma. A usina elevatória de Vigário geralmente funciona em modo de bombeamento, com capacidade de 188,8m³/s. Esta usina, em conjunto com a usina elevatória de Santa Cecília, viabiliza a transposição de parte das águas do Rio Paraíba do Sul para a Bacia do Rio Guandu, garantindo o abastecimento de água para a Região Metropolitana do Rio de Janeiro. Esta usina forma parte do principal sistema de geração do Grupo Light, o Complexo de Lajes, que começou a ser construído em 1903. A CBDB (2011) indica que as quatro unidades de Vigário, instaladas em 1953, foram as terceiras turbinas reversíveis instaladas no mundo, depois das unidades de Traição e Pedreira em São Paulo.

6.1.4 Outros projetos e estudos

Além dos quatro empreendimentos descritos anteriormente, existem outros trabalhos que têm tratado sobre locais no Brasil com potencial para a construção de usinas hidrelétricas reversíveis. Alguns destes são descritos sucintamente nas seguintes linhas.

Lindolfo Soares (1974, 1979, 1981), nas décadas de 1970 e 1980 elaborou trabalhos de inventário para UHER no Estado de São Paulo, por exemplo: para áreas junto à Grande São Paulo, para a região junto às Serras Geral e da Mantiqueira e para a região junto à Serra do Mar.

No Plano Nacional de Energia Elétrica 1993-2015, a ELETROBRÁS (1994) apresentou um sumário de uma estimativa preliminar, feita em 1991, do potencial e custo de implantação de aproveitamentos em locais adequados para UHER nas regiões Sudeste, Sul e Nordeste do Brasil. O estudo teve como critérios de seleção: o tempo de utilização de 14 horas (para operação semanal) e módulos de potência maiores que 1000MW, com custo máximo de US\$600/kW. Nessa avaliação preliminar foram identificados 642 projetos e uma potência total de 1355GW.

O trabalho de Harris (1992) teve por objetivo aplicar análise multicritério para identificar o potencial energético reversível do Estado de São Paulo.

A ELETROBRÁS (2005), no Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro (SIPOT), lista os projetos de Caraguatatuba e Pedra do Cavalo como de UHER. Para o primeiro, foram realizados na década de 1970 os estudos de viabilidade. O empreendimento estaria localizado no Rio Santo Antônio, São Paulo e teria uma potência instalada de 2000MW. O projeto da UHER de Pedra do Cavalo, no Rio Paraguaçu, na Bahia, encontra-se no estágio de projeto básico. Segundo Reis (2003), na concepção deste projeto de 300MW se previa a possibilidade de operar duas de suas quatro unidades

na modalidade reversível, para moderar as características da carga e permitir uma melhor operação de todo o sistema elétrico e maior utilização de energia renovável.

A THEMAG Engenharia (2004) identificou no rio Cacaria, à jusante do reservatório de Lajes, no Estado de Rio de Janeiro, um local com potencial para a instalação de uma UHER com potência total de 1500 MW utilizando seis unidades reversíveis.

Beluco (2012), com base no relatório técnico elaborado por D'Agostini Neto *et al.* (2005), identificou três locais com potencial para a implantação de usinas hidrelétricas reversíveis na extremidade sul da Serra Geral, no Litoral Norte do Estado do Rio Grande do Sul.

6.2 Perspectivas

Atualmente, a tendência no setor elétrico brasileiro é de aumentar as fontes de energia renovável na matriz energética nacional (evidenciado pelo programa PROINFA, instituído em 2002) e a preferência de usinas a fio d'água. Devido a isto, a tecnologia das UHER perfila-se como uma melhor opção futura, desde o ponto de vista ambiental, que as usinas termoelétricas para garantir a estabilidade do sistema elétrico brasileiro e o atendimento da carga nos picos de consumo.

O anterior é de grande importância no cenário apresentado por Reis (2003), quem coloca a possibilidade da diminuição e o adiamento de projetos de grande porte na região amazônica. No Brasil existem muitos locais para a instalação de UHER. Como a maioria dessas possíveis usinas estaria nas regiões Sul-Sudeste, os centros de carga de maior consumo, estas UHER poderiam firmar e aproveitar para bombeamento o excedente de energia produzida em usinas hidrelétricas a fio d'água construídas na bacia Amazônica. Essa providência evitaria os possíveis impactos ambientais causados se essas usinas tivessem reservatórios de regularização. Uma proposta similar foi discutida por Schreiber (1978), quem indica que os grandes potenciais hidrelétricos do Brasil encontram-se no interior do país, e que a transmissão da energia de ponta, em tais distâncias gera grandes perdas. Esse autor também menciona que nas montanhas no Leste do país existem muitas possibilidades de implantação de UHER com grande queda, e por isso, relativamente econômicas.

No artigo escrito por Galhardo (2012), se estabelece que o principal desafio das UHER no Brasil é buscar a viabilidade comercial destes projetos, já que de acordo com as regras atuais, os ativos de geração são recompensados pela energia que o empreendimento garante entregar ao sistema. Entretanto, uma representante do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) citada nesse texto, explica que usinas reversíveis ou qualquer outro recurso disponível para o atendimento da ponta a um custo menor é válido, já que o ONS trabalha por ordem de mérito, minimizando o custo da operação.

Com relação ao impacto ambiental, uma vantagem da falta de investimentos em UHER nas últimas décadas no Brasil, é que permite aproveitar a ampla experiência e tendências atuais no cenário internacional no tocante a esta tecnologia. Segundo Galhardo (2012), os projetos mais modernos de UHER, aqueles que utilizam o circuito fechado, sem estar associado à construção de reservatório e aproveitando depressões naturais ou lagos existentes, apresentam menores impactos ambientais e maior agilidade no processo de licenciamento.

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nas últimas décadas, as preocupações ambientais, o encarecimento dos combustíveis fósseis e a disponibilidade de recursos têm sido fatores responsáveis pelo desenvolvimento e a expansão das energias renováveis para geração de eletricidade em todo o mundo. Segundo a *International Renewable Energy Agency* (IRENA, 2014), a participação das energias renováveis na matriz energética mundial poderia passar da percentagem atual de 18% para 36% em 2030.

A imprevisibilidade das principais fontes de energia renovável, em diferentes escalas de tempo, acarreta desafios na operação dos sistemas de geração e distribuição de energia elétrica, principalmente no relacionado à regulação de frequência na rede, mantida através do equilíbrio entre geração e carga. A melhor solução para esta situação, conforme Faias *et al.* (2009), é o armazenamento

do excedente de energia elétrica produzida para seu posterior aproveitamento em períodos de grande demanda. Em termos de capacidade e potência, a acumulação hidráulica tem sido a principal tecnologia utilizada no mundo para propósitos de armazenamento em grande escala.

Devido às perdas de eficiência em ambos os processos, poderia parecer ilógica a ideia de bombear água a uma altura de várias dezenas de metros só para deixá-la cair de novo e movimentar turbinas hidráulicas. Contudo, a maturidade da tecnologia, a quantidade de projetos e capacidade instalada em países desenvolvidos, confirma que as usinas hidrelétricas reversíveis são, até hoje, a melhor opção para armazenamento de energia elétrica em grande escala. Adicionalmente, novos arranjos de UHER vêm sendo desenvolvidos, visando diminuir os impactos ambientais e maximizar a capacidade de armazenamento e potência.

Brasil teve sua primeira turbina reversível instalada em 1939, a primeira máquina deste tipo no mundo. Porém, problemas ambientais nos projetos existentes, a riqueza de recursos naturais para geração de energia e a eficiência do Sistema Interligado Nacional fizeram a participação das UHER no mercado de energia elétrica do país basicamente inexistente nas últimas décadas. Segundo Galhardo (2012), a implantação de UHER poderia se tornar urgente no curto prazo, devido à tendência de diversificação de fontes da matriz energética brasileira e a diminuição da regularização de vazões em novas usinas.

AGRADECIMENTOS

O primeiro autor gostaria de agradecer a CAPES e ao CNPq pela bolsa de estudos que lhe permite realizar estudos de pós-graduação.

REFERÊNCIAS

- ARÁNTÉGUI, R. L.; FITZGERALD, N.; LEAHY, P. Pumped-hydro energy storage: potential for transformation from single dams. Luxembourg: JRC Scientific and Technical Reports, 2012.
- BARROS, M. T. L. et al. Recuperação da qualidade da água do reservatório Billings com o sistema de flotação do rio pinheiros. In: Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, 18., 2009, Campo Grande. Anais... Campo Grande: Associação Brasileira de Recursos Hídricos, 2009. p. 1-20.
- BELUCO, A. Três locais para implantação de usina hidrelétrica reversível ao sul dos Aparados da Serra, no litoral norte do RS. PCH Notícias & SHP News, n. 52, p. 32-37, 2012. Disponível em: <http://www.cerpch.unifei.edu.br/exibir_rev.php?id=52>. Acesso em: 12 out. 2014.
- COMITÉ BRASILEIRO DE BARRAGENS. A história das barragens no Brasil, Séculos XIX, XX e XXI : cinquenta anos do Comitê Brasileiro de Barragens. Rio de Janeiro: CBDB, 2011.
- CHU, S.; MAJUMDAR, A. Opportunities and challenges for a sustainable energy future. Nature, v. 488, p. 294-303, 2012.
- D'AGOSTINI NETO, J.; PASQUALI, L. M.; MAESTRI, R. D.; BELUCO, A. Estudo de caso para implantação de usina hidrelétrica reversível para operação conjunta com aproveitamentos eólicos no Litoral Norte do Estado do Rio Grande do Sul. Relatório interno. Porto Alegre: IPH-UFRGS, 2005.
- DENHOLM, P.; ELA, E.; KIRBY, B.; MILLIGAN, M. The role of energy storage with renewable electricity generation: Technical Report. Colorado: National Renewable Energy Laboratory, 2010. NREL/TP-6A2-47187. Disponível em: <http://digitalscholarship.unlv.edu/renew_pubs/5>. Acesso em: 7 out. 2014.
- DMITRIEVA, I. L.; MAKAREVICH, T. F.; MIKOTS, L. M. Ecological aspects of operating a pumped-storage station. Power Technology and Engineering (formerly Hydrotechnical Construction), v. 26, n. 9, p. 557-559, 1992.

- DROSTE-FRANKE, B. et al. (Ed.). *Balancing renewable electricity: energy storage, demand side management, and network extension from an interdisciplinary perspective*. Vol. 40. Berlin: Springer, 2012. ISBN: 978-3-642-25156-6.
- ELETROBRÁS. *Plano Nacional de Energia Elétrica 1993-2015: Plano 2015*. Rio de Janeiro: Centrais Elétricas do Brasil (ELETROBRÁS), 1994.
- _____. *Sistema de informação do potencial hidrelétrico brasileiro – SIPOT: Tabela de Dados*. Rio de Janeiro: Centrais Elétricas do Brasil (ELETROBRÁS), 2005. Disponível em: <http://www.eletrabras.com.br/EM_Atuacao_SIPOT/sipot.asp>. Acesso em 22 nov. 2007.
- FAIAS, S.; SOUSA, J.; CASTRO, R. *Embedded Energy Storage Systems in the Power Grid for Renewable Energy Sources Integration*. In: HAMMONS T. J. (Ed.). *Renewable Energy*. Rijeka: InTech, 2009. ISBN 978-953-7619-52-7, Cap. 5, p. 63-88.
- GALHARDO, C. R. *Os desafios para implantação de usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil*. PCH Notícias & SHP News, n. 55, p. 32, 2012. Disponível em: <http://www.cerpch.unifei.edu.br/exibir_rev.php?id=55>. Acesso em: 5 out. 2014.
- HARRIS, V. *Análise multicriterial na determinação de sítios potenciais para aproveitamentos hidrelétricos reversíveis*. 1992. 185 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil)–Faculdade de Engenharia Civil, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1992.
- IBRAHIM, H.; ILINCA, A.; PERRON, J. *Energy storage systems—characteristics and comparisons*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 12, n. 5, p. 1221-1250, 2008.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Technology Roadmap: Energy Storage*. Paris, 2014.
- INTERNATIONAL WATER POWER & DAM CONSTRUCTION. *The world’s pumped storage plants*. In: STOCKS, C. (Ed.). *International Water Power & Dam Construction Yearbook*. London: Global Trade Media, 2012. ISBN: 978-1-903077-99-3, p. 282-292.
- IRENA. *REmap 2030: A Renewable Energy Roadmap*. Abu Dhabi: IRENA, 2014. June 2014. Disponível em: <www.irena.org/remap>. Acesso em: 14 out. 2014.
- LIMA, F. E. M. *O estudo da inserção do reativo da Usina Elevatória de Pedreira na dinâmica do sistema elétrico da Grande São Paulo*. 2012. 170 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)–Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, 2012.
- MACEDO, I. C.. *Estado da arte e tendências tecnológicas para energia*. Brasília, DF: Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, 2003.
- MIRSAEIDI, S. et al. *Power system load regulation by pumped storage power plants*. In: *Electrical Power Distribution Networks*, 17., 2012, Teheran. *Proceedings...* Teheran: IEEE, 2012. p. 1-5.
- PASQUALI, L. M. *Estudo sobre a influência da reservação hidráulica em sistemas de geração eólica isolados*. 2006. 67 p. Dissertação (Mestrado em Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental), Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2006.
- PEREIRA, F. *Energy storage systems (sistemas de armazenamento de energia)*. *Neutro à Terra* n. 12, p. 17-28, 2013. Disponível em: <http://ave.dee.isep.ipp.pt/~nt/NeutroATerra_N12_2S2013_Digital>. Acesso em: 6 out. 2014.
- QUEIROZ, R. et al. *Geração de energia elétrica através da energia hidráulica e seus impactos ambientais*. *Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental*, v. 13, n. 13, p. 2774-2784, 2013.
- REIS, L. B. *Geração de energia elétrica: Tecnologia, inserção ambiental, planejamento, operação e análise de viabilidade*. 1. ed. Barueri: Manole, 2003.

- SADDEN, B. E. Maintenance of Pumped Storage Plants. In: DOUGLAS, T. H. (Ed.). Pumped Storage: Proceedings of the conference organized by the Institution of Civil Engineers at Imperial College of Science, Technology and Medicine. 1990. p. 117-141.
- SALLABERGER, M. Época favorável para investir em usinas hidrelétricas reversíveis. Hydro News - Revista da Andritz Hydro, n. 21, p. 5-7, 2012. Disponível em: <<http://www.andritz.com/hydro/hydro-customer-magazine.htm>>. Acesso em: 14 out. 2014.
- SCHREIBER, G. P. Usinas hidrelétricas. São Paulo: Edgard Blucher, 1978.
- SOARES, L. Estudo preliminar das condições de implantação de usinas reversíveis junto à Grande São Paulo. Relatório de pesquisa. 1974.
- _____. Inventário para Usinas Hidrelétricas Reversíveis-UHR junto às Serras Geral e da Mantiqueira - São Paulo - Fase de Pré-Inventário. Relatório de pesquisa. 1979.
- _____. Inventário de usinas hidrelétricas reversíveis junto à Serra do Mar no Estado de São Paulo - Fase Pré-Inventário. Relatório de pesquisa. 1981.
- THEMAG Engenharia. Usinas e aproveitamentos hidroelétricos. São Paulo: THEMAG Engenharia, 2004. Disponível em: <<http://www.themag.com.br/pdf/usina.pdf>>. Acesso em 10 out. 2014.
- VENNEMANN, P.; THIEL, L.; FUNKE, H. C. Pumped storage plants in the future power supply system. VGB Powertech, 1/2, p. 44-49, 2010.
- VOITH. Usinas reversíveis. 3 fotografias, color. Disponível em: <<http://voith.com/br/mercados-e-setores-de-negocios/energia-hidreletrica/usinas-hidreletricas-reversiveis-541.html>>. Acesso em: 10 out. 2014.
- YANG, C-J.; JACKSON, R. B. Opportunities and barriers to pumped-hydro energy storage in the United States. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 15, n. 1, p. 839-844, 2011.