

organizadores

Roberto Brandão | Nivalde de Castro | Julian Hunt

A Viabilidade das Usinas Reversíveis no Sistema Interligado Nacional



A Viabilidade das Usinas Reversíveis no Sistema Interligado Nacional

organizadores

Roberto Brandão | Nivalde de Castro | Julian Hunt

Rio de Janeiro, 2021

 **e-papers**

©GESEL/UFRJ, 2021.

Todos os direitos reservados a GESEL/UFRJ.

ISBN 978-65-87065-29-8

Capa

Foto Rainer Weisflog

Revisão técnica

Bianca Castro

Diagramação

Roberto Brandão



gesel@gesel.ie.ufrj.br

tel (21) 3938-5250 - (21) 2051-5177 - (21) 3577-3953

CIP-Brasil. Catalogação na fonte
Sindicato Nacional dos Editores de Livros, RJ

V664

A viabilidade das usinas reversíveis no sistema interligado nacional [recurso eletrônico] / organização Roberto Brandão, Nivalde de Castro, Julian Hunt. - 1. ed. - Rio de Janeiro : E-Papers, 2021.

recurso digital ; 55 MB

Formato: eletrônico

Modo de acesso: world wide web

Inclui bibliografia

ISBN 978-65-87065-29-8 (recurso eletrônico)

1. Usinas hidrelétricas - Brasil. 2. Energia - Fontes alternativas. 3. Energia elétrica - Brasil. 4. Livros eletrônicos. I. Brandão, Roberto. II. Castro, Nivalde de. III. Hunt, Julian.

21-75233

CDD: 621.3121340981

CDU: 621.311.21(81)

Empresa proponente



Empresas cooperadas



Entidades executoras



Sumário

Apresentação	7
<i>Nivalde Castro, Roberto Brandão e Julian Hunt</i>	
Capítulo 1: Usinas Hidrelétricas Reversíveis: Componentes, Tipologias e Serviços	13
<i>Julian Hunt, Roberto Brandão, Sergio Valdir Bajay, Mirian Adelaide e Vinícius Pinheiro</i>	
Capítulo 2: Experiência Internacional de Usinas Hidrelétricas Reversíveis: Aspectos Tecnológicos do Projeto e da Operação	75
<i>Sergio Valdir Bajay, Paulo Sergio Barbosa, Mirian Adelaide, Jorge Yasuoka e Vinícius Pinheiro</i>	
Capítulo 3: Experiência Internacional de Usinas Hidrelétricas Reversíveis: Aspectos Regulatórios, Institucionais e Econômicos	119
<i>Ana Carolina Católico, Camila Vieira, Roberto Brandão, Thiago Campos, Julian Hunt, Luiza Masseno e Pedro Vardiero</i>	
Capítulo 4: Potencial de Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Brasil	151
<i>Julian Hunt e Roberto Brandão</i>	
Capítulo 5: Pré-Dimensionamento de Usinas Hidrelétricas Reversíveis Selecionadas.....	227
<i>Paulo Sergio Barbosa, Sergio Valdir Bajay, Mirian Adelaide, Jorge Yasuoka e Vinícius Pinheiro</i>	
Capítulo 6: Viabilidade Econômica das Usinas Hidrelétricas Reversíveis para o Setor Elétrico Brasileiro.....	227
<i>Roberto Brandão, Murilo de Miranda, Fabio Diuana, Gabriel Castro, Julian Hunt, Ana Carolina Católico, Camila Vieira, Djalma Falcão e Glauco Taranto</i>	

Capítulo 7: Viabilidade Financeira das Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Setor Elétrico Brasileiro	359
<i>Roberto Brandão, Fabio Diuana e Murilo de Miranda</i>	
Capítulo 8: Aspectos Regulatórios e Comerciais para a Contratação de Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Brasil	399
<i>Roberto Brandão, Murilo de Miranda, Fabio Diuana e Bianca Castro</i>	

Apresentação

*Roberto Brandão
Nivalde Castro
Julian Hunt*

Este livro integra o projeto “Usinas hidrelétricas reversíveis combinadas com hidrelétricas em cascata e seus benefícios para a gestão do Setor Elétrico Brasileiro” (PD-00642-2705/2019), desenvolvido no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Agência Nacional de Energia Elétrica e financiado pelas empresas Campos Novos Energia S.A., CERAN – Companhia Energética Rio das Antas S.A., BAESA – Energética Barra Grande S.A., Foz do Chapecó Energia S.A. e Paulista Lajeado Energia S.A. A execução do projeto contou com a atuação do Grupo de Estudos do Setor Elétrico da Universidade Federal do Rio de Janeiro (GESEL-UFRJ), da ICPTECH Inovação, Consultoria, Projetos e Tecnologias Ltda., da Hedaidi Engenharia Ltda., da MCPAR Engenharia Ltda. e da CPFL Geração de Energia S.A.

O objetivo do projeto foi reunir, desenvolver e divulgar conhecimento sobre usinas hidrelétricas reversíveis (UHRs), contemplando a definição de arranjos regulatórios, técnicos, operacionais e comerciais para viabilizar a implantação desta tecnologia no Setor Elétrico Brasileiro. Para isso, o projeto se propôs a avaliar as viabilidades técnica, econômica e financeira das UHRs para a expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN), em um contexto de forte crescimento de fontes renováveis não controláveis. Ao mesmo tempo, o desenvolvimento do estudo buscou ampliar o conhecimento sobre a tecnologia no que diz respeito ao mapeamento de oportunidades de aproveitamento no Brasil e à metodologia para a estimativa de custos, de técnicas construtivas e de métodos de engenharia para os projetos analisados.

Os resultados da pesquisa estão consolidados neste livro, cujos capítulos, apresentados abaixo, estão encadeados conforme as etapas do projeto, envolvendo quatro equipes com diferentes especialidades e objetivos, descritos a seguir:

1. Equipe de Localização de Aproveitamentos: mapear os melhores locais para instalação de projetos de UHRs no Brasil,

- considerando aspectos hidrológicos, topográficos e construtivos para estimar os custos associados a cada possível empreendimento;
2. Equipe de Engenharia de Projetos: estudar as concepções de arranjo de empreendimentos, as técnicas construtivas e os métodos de engenharia aplicados a projetos de UHRs, com a finalidade de permitir o pré-dimensionamento de equipamentos eletromecânicos e de obras civis, bem como estimar os custos envolvidos;
 3. Equipe de Elétrica: investigar os aspectos elétricos da conexão de projetos de UHRs com a rede do SIN, buscando identificar os pontos de conexão que pudessem ampliar os benefícios sistêmicos da tecnologia; e
 4. Equipe de Modelagem: realizar as modelagens computacionais do SIN para simular a operação e a expansão do sistema, considerando os benefícios sistêmicos da presença de UHRs e desenvolvendo análises técnica, econômica, financeira e regulatória sobre a viabilidade da implantação da tecnologia no Brasil.

O Capítulo 1 analisa as principais formas de armazenamento energético e descreve o funcionamento das UHRs, apresentando os seus componentes mais relevantes. As UHRs podem ter ciclos de armazenamento diários, semanais, mensais, sazonais e plurianuais, com o objetivo de suprir diferentes serviços de rede, energéticos e hídricos. Ademais, os diversos tipos de arranjos de UHRs são expostos no capítulo, detalhando os seus benefícios e desafios. Os diferentes arranjos de turbinas-bombas também são abordados, incluindo máquinas de rotação variável e usinas planejadas para prestar serviços ancilares, com perdas significativamente menores se comparadas ao uso de usinas hidrelétricas convencionais para este fim. Outros trabalhos que estimam o potencial mundial de UHRs são apresentados ao final do capítulo.

O Capítulo 2 seleciona os projetos de UHRs em diferentes países, descreve os componentes desses projetos e analisa os serviços de rede, energéticos e hídricos prestados por essas usinas. Os projetos detalhados são a UHR Goldisthal, na Alemanha, a UHR Venda Nova III, em Portugal, a UHR La Muela de Cortes, na Espanha, a UHR Limmern, na Suíça, a UHR Tehri, na Índia, a UHR Okutataragi, no Japão, e a UHR Goldendale, nos EUA. Por fim, o capítulo consolida importantes aspectos operacionais das UHRs.

O Capítulo 3 discorre sobre a experiência internacional com UHRs dos pontos de vista regulatório, institucional e econômico, iniciando com o histórico de desenvolvimento da tecnologia. Neste sentido, o capítulo aborda o declínio da construção de UHRs, devido à disponibilidade de gás natural barato após a queda da União Soviética, bem como sobre a atual liderança da China em capacidade instalada de UHRs, com mais de 20 GW, e os novos esforços de países da OCDE para a construção deste tipo de usina, visando reduzir as emissões de CO₂. Ademais, ao longo do capítulo, são abordados os diferentes modelos regulatórios implementados internacionalmente, a comparação de mercados tradicionais com mercados liberalizados e a identificação dos desafios regulatórios e de suas possíveis soluções. O capítulo termina com o aprofundamento do debate, apresentando a experiência regulatória internacional de UHRs em Portugal, na China e na Suíça.

O Capítulo 4 expõe, de forma resumida, os conceitos básicos implementados no desenvolvimento do modelo computacional utilizado para mapear o potencial de UHRs no Brasil. Observa-se que o potencial de UHRs diárias está concentrado, principalmente, na Serra do Mar, na bacia do Rio das Antas, no entorno da Chapada dos Veadeiros, na Chapada da Diamantina e em menores serras nordestinas. Já o potencial de usinas de ciclos sazonais pode ser verificado na cabeceira de bacias hidrográficas das Regiões Sul, Sudeste e Nordeste. O capítulo detalha, ainda, os projetos de UHRs sazonais e compara as principais diferenças entre estes e aqueles de ciclos diários.

O Capítulo 5 inicia com a exposição de estudos hidroenergéticos de projetos selecionados de UHRs, descrevendo a gestão dos recursos hídricos nas usinas propostas. Em seguida, alguns aspectos de engenharia são detalhados, como a seleção do tipo de turbo-bomba, a submergência das casas de forças, as características operacionais das usinas, bem como o cálculo das potências nominal e máxima da turbina reversível operando nos modos bomba e geração. O capítulo também apresenta o arranjo das obras, o pré-dimensionamento das tomadas d'água e dos vertedores, as capacidades instaladas, a determinação das turbinas-bombas e o esquema dos circuitos hidráulicos, encerrando com o dimensionamento das UHRs Serra do Lajeado e Coxilha Grande.

O Capítulo 6 apresenta a metodologia aplicada no desenvolvimento do modelo de planejamento de operação e expansão do SIN, utilizado para calcular a viabilidade econômica das UHRs no Setor Elétrico Brasileiro. Observa-se que o modelo desenvolvido utilizou como base as diretrizes de expansão do Plano Decenal de Expansão de

Energia (PDE) 2029. A partir disso, avaliou-se a viabilidade econômica das UHRs especificadas na pesquisa como alternativas à expansão do SIN na década de 2030, época em que se estima ser possível a efetiva entrada em operação destas usinas no Brasil, em competição com outros empreendimentos candidatos à expansão, com características idênticas às que constam no PDE 2029. A ferramenta utilizada para construção do modelo foi o *software* de otimização Plexos e os resultados das simulações do sistema, com e sem as UHRs sazonais, são apresentados neste capítulo, incluindo o custo da geração de energia, a geração média por usina e as receitas no mercado de energia, com a conclusão sobre a viabilidade econômica da tecnologia no Brasil.

O Capítulo 7 aborda o papel sistêmico das UHRs com operação na função de *backup* para a geração de ponta e discute as formas de remuneração que tornem estas usinas financeiramente viáveis para os empreendedores, avaliando, também, seus impactos para os consumidores e para outros agentes. Neste sentido, são apresentados diversos modelos possíveis de assegurar a sustentabilidade econômico-financeira dos geradores de energia, aliada à garantia de confiabilidade do sistema, através de abordagens baseadas em preços ou em quantidades, bem como as experiências internacionais de contratação de UHRs. Posteriormente, o capítulo apresenta análises críticas da aplicação, no mercado brasileiro, das alternativas comerciais de mercado de capacidade e de contratos de longo prazo. As análises são realizadas com avaliações quantitativas e considerações com base na experiência internacional recente, com o intuito de indicar qual o modelo comercial convém ser adotado no mercado brasileiro, cuja comercialização de energia no varejo tende a ser crescentemente liberalizada. Por fim, o capítulo consolida a avaliação sobre as características dos modelos de contratação e as suas formas de aplicação para viabilizar os empreendimentos de UHRs.

O Capítulo 8 discute os principais aspectos que devem ser considerados em aprimoramentos regulatórios a serem realizados para viabilizar a atuação de agentes de armazenamento no Brasil, como as UHRs. São investigadas diferentes opções de leilões para as UHRs, com base nas discussões atuais e nas alterações em curso da regulação do Setor Elétrico Brasileiro. O capítulo realiza, também, análises críticas da regulação atual quanto aos aspectos de custos operacionais considerados para as UHRs, especificamente o uso dos recursos hídricos e as Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST). Conclui-se pela necessidade de alteração do arcabouço regulatório vigente, tanto na contratação, quanto na cobrança de encargos, para que se possa

valorar de forma justa os serviços associados aos sistemas de armazenamento, remunerando-os de modo adequado e tornando-os atrativos aos investidores.

Destaca-se que existe uma interdependência entre os capítulos para o alcance dos objetivos gerais do projeto. Portanto, as suas conclusões consolidam o atendimento a seus objetivos específicos e trazem, também, informações que subsidiam o desenvolvimento de capítulos posteriores até que fossem atingidos os objetivos gerais do projeto. A avaliação da viabilidade econômica das UHRs para o Setor Elétrico Brasileiro, realizada no Capítulo 6 do livro considera os empreendimentos identificados por meio da metodologia apresentada no Capítulo 4, bem como as estimativas preliminares de custo obtidas a partir das metodologias apresentadas nos Capítulos 4 e 5. O Capítulo 7, por sua vez, aproveita as receitas do mercado de energia baseadas nas simulações do sistema geradas no Capítulo 6, as quais também são utilizadas, em conjunto com os resultados financeiros do Capítulo 7, para subsidiar as análises dos aspectos regulatórios no Capítulo 8.

Por fim, comprova-se a efetividade do projeto, pois, retomando aos objetivos previamente mencionados, o Capítulo 6 demonstrou os benefícios sistêmicos das UHRs e comprovou que estas são uma alternativa econômica para a expansão do sistema no médio prazo, complementando a geração renovável intermitente. Além disso, o Capítulo 4 conseguiu realizar o mapeamento do potencial de aproveitamentos à implantação de UHRs no Brasil, enquanto que os arranjos técnicos, operacionais, comerciais e regulatórios para viabilizar esta tecnologia no Setor Elétrico Brasileiro foram tratados, respectivamente, nos Capítulos 5, 6, 7 e 8. Evidentemente, os Capítulos 1, 2 e 3 deram a base argumentativa para o restante do livro, além de, complementarmente aos demais capítulos, consolidar o conhecimento sobre os diversos aspectos das UHRs, sendo este o objetivo central do projeto.

Capítulo 1

Usinas Hidrelétricas Reversíveis: Componentes, Tipologias e Serviços

*Julian Hunt
Roberto Brandão
Sergio Valdir Bajay
Mirian Adelaide
Vinícius Pinheiro*

Considerando a sua forma de operação, as usinas hidrelétricas reversíveis (UHRs) possuem arranjos técnicos diversos das usinas hidrelétricas convencionais. Deste modo, o presente capítulo tem a finalidade de apresentar os conceitos básico desta tecnologia, incluindo seus componentes, tipos e serviços prestados.

Na Seção 1.1, são apresentados o princípio de funcionamento de uma UHR e seus principais componentes. Na Seção 1.2, são destacadas as vantagens comparativas das UHRs, vis-à-vis outras formas de armazenamento de energia elétrica, e os serviços que podem ser prestados por estas usinas em um sistema de potência elétrica. A Seção 1.3 apresenta os diversos tipos de UHRs no que diz respeito aos ciclos de armazenamento, enquanto que alguns se seus arranjos convencionais são tratados na Seção 1.4. Na Seção 1.5, são apresentados os novos arranjos possíveis para UHRs. Os três tipos de arranjos das máquinas hidráulicas e elétricas de uma UHR, por sua vez, são discutidos na Seção 1.6, com destaques para as unidades de rotação variável e para a operação em curto circuito hidráulico. Por fim, estimativas do potencial mundial das UHRs compõem a Seção 1.7.

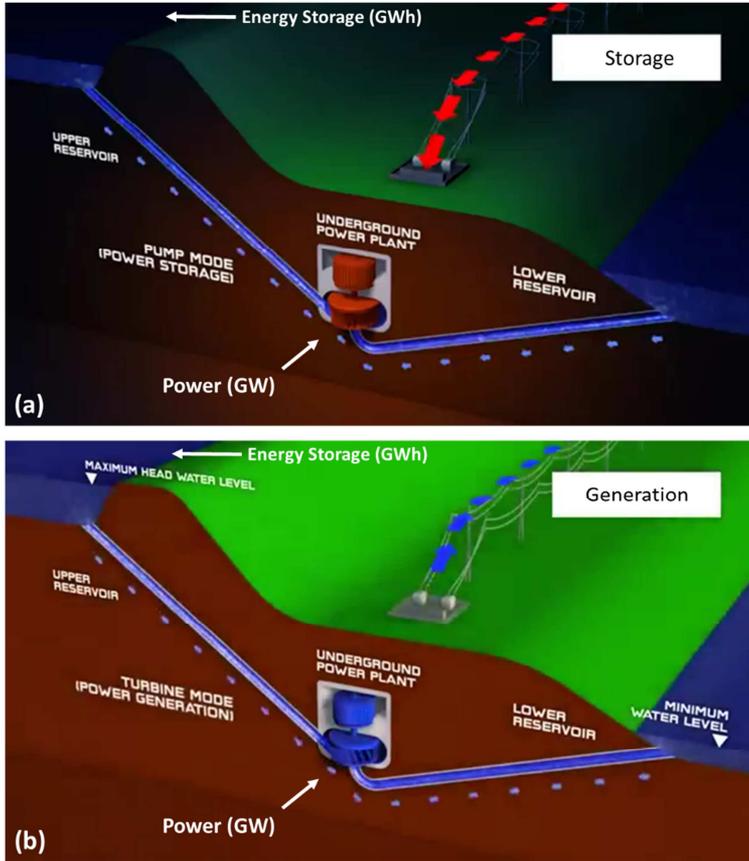
1.1. Usinas hidrelétricas reversíveis e seus principais componentes

As usinas hidrelétricas reversíveis são soluções de armazenamento energético que consistem em dois reservatórios de água, um túnel conectando estes reservatórios e uma casa de força com turbinas-

bombas e geradores-motores. Para armazenar energia, a casa de força consome eletricidade e bombeia água do reservatório inferior para o reservatório superior. Por outro lado, para gerar energia, a água do reservatório superior flui pela turbina em direção ao reservatório inferior. Com o intuito de reduzir os custos do sistema, sempre que viável, as turbinas e os geradores também são utilizados como bombas e motores, respectivamente, para armazenar energia, conforme ilustrado na Figura 1.

Os principais componentes de uma UHR são as barragens, as turbinas-bombas, os geradores-motores, os equipamentos de controle, a subestação, a escavação e as obras civis da casa de força e a escavação e o revestimento dos túneis de acesso à casa de força e de ligação desta com os reservatórios, conforme apresentado na Figura 2, abaixo. Dependendo do arranjo da central, ainda há a necessidade de chaminés de equilíbrio e vertedouros. Os investimentos com aquisição e preparação do terreno da central, obras de acesso à usina, construção das barragens e eventuais vertedouros compõem os custos da capacidade de armazenamento energético, mensurado por GWh, enquanto que os investimentos com os demais componentes da central formam os custos da capacidade de geração, medidos por GW.

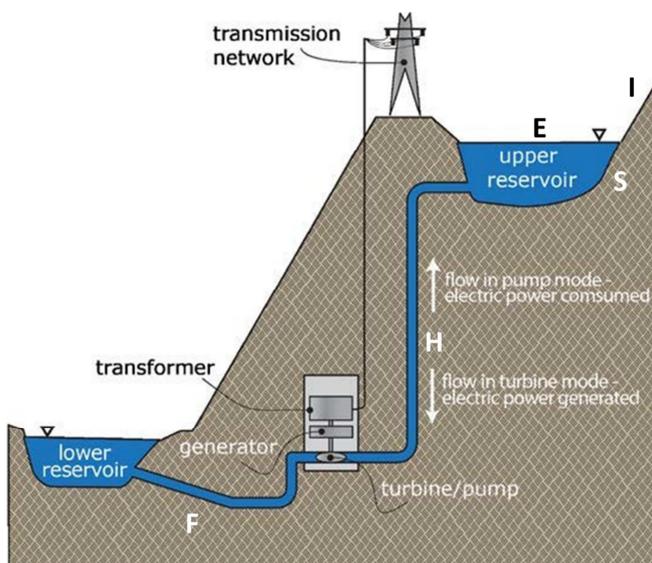
Figura 1: Representação de uma UHR em (a) modo de armazenamento e (b) modo de geração



Fonte: Elaboração própria.

As topografias ideais para a construção de uma UHR são caracterizadas pelas distâncias horizontais curtas e por verticais altas entre os reservatórios superior e inferior da usina, conforme ilustrado na Figura 2. Essas plantas são comparadas com a razão entre a queda em m (H) e o comprimento do túnel em km (L), ou seja, H/L . Quanto maior o H/L , mais conveniente é a UHR para serviços de armazenamento energético. Este indicador tende a começar em 40 e pode chegar a 400.

Figura 2: Componentes de uma UHR

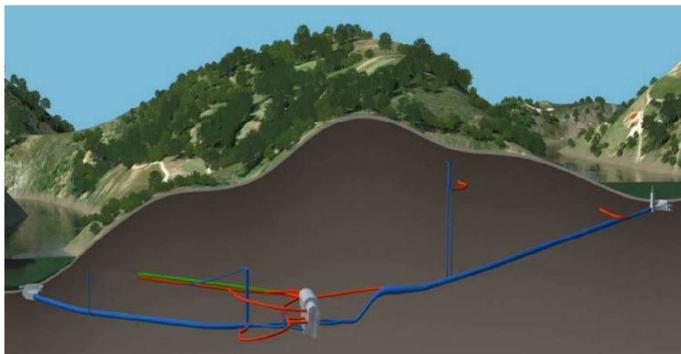


Fonte: Viadero *et al.* (2017).

É importante destacar que o sistema de túneis deve minimizar os custos de sua construção. Observa-se que as seções verticais dos túneis, denominados condutos forçados, devem suportar pressões de até 120 bar, dependendo da diferença de altura. Assim, os condutos forçados são, na maioria dos casos, construídos verticalmente para reduzir o seu comprimento, conforme mostrado na Figura 2, acima. Se a encosta da montanha for muito alta, o conduto forçado e a casa de força podem ser construídos próximos à encosta, o que reduz os custos com túneis de acesso à casa de força.

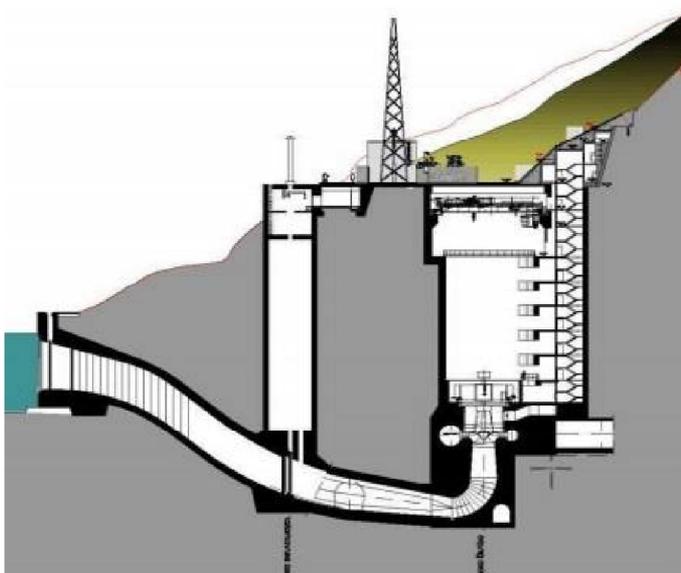
Grande parte das UHRs operando no mundo possui sua casa de força instalada em uma caverna escavada, como ocorre na UHR Venda Nova III (Figura 3), em Portugal, ou no fundo de um poço escavado, como na UHR Foz Tua (Figura 4), também em Portugal. Mais exemplos de UHRs com estas características são apresentados em outros capítulos deste livro e alguns arranjos que permitem economizar escavações para as casas de força estão indicados na Seção 1.4, abaixo.

Figura 3: Casa de força da UHR Venda Nova III em caverna escavada



Fonte: Nunes *et al.* (2019).

Figura 4: Casa de força da UHR Foz Tua em poço escavado



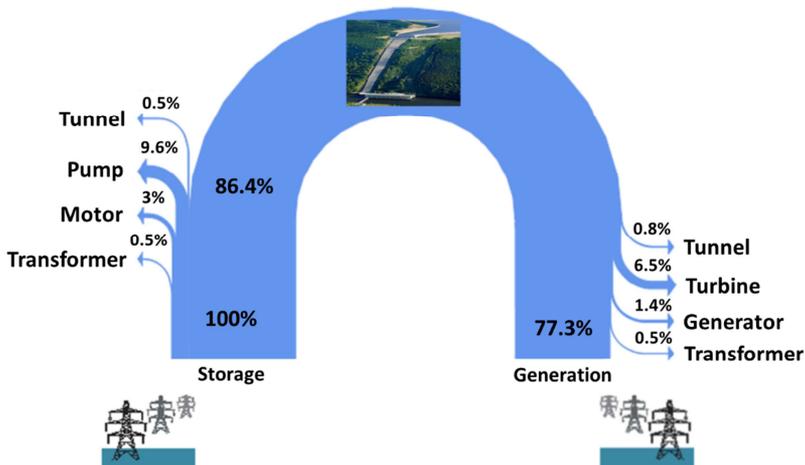
Fonte: Martins *et al.* (2014).

Duas características importantes de uma UHR são a sua capacidade nominal de geração e sua capacidade de armazenamento. Tal qual se faz em uma usina hidrelétrica convencional (UHE), a capacidade

nominal de geração de uma UHR é calculada como o produto entre a altura de queda nominal da usina, a vazão nominal do conjunto das turbinas, a aceleração da gravidade e as eficiências nominais das turbinas e dos geradores. A capacidade de armazenamento, por outro lado, pode ser expressa em termos tanto de volume de água como de energia armazenada no reservatório superior. Assim, em termo energéticos, a capacidade de armazenamento é calculada pelo produto entre a altura de queda média entre os reservatórios superior e inferior, a quantidade de água armazenada no reservatório superior, a aceleração da gravidade e as eficiências nominais das turbinas e geradores.

A Figura 5 ilustra a eficiência típica de uma UHR e a distribuição das perdas de energia ao longo das etapas de bombeamento e de geração do ciclo da central. Esses valores variam dependendo do comprimento dos túneis, da velocidade que a água percorre nos túneis e da eficiência das turbinas e dos geradores. Outros aspectos que não estão incluídos na Figura 5 são as perdas por evaporação e percolação e o eventual influxo natural no reservatório superior, que variam substancialmente de acordo com o clima do local onde a UHR está instalada e com a área de captação do reservatório.

Figura 5: Eficiência típica uma UHR e perdas em seus componentes nas etapas de bombeamento e geração

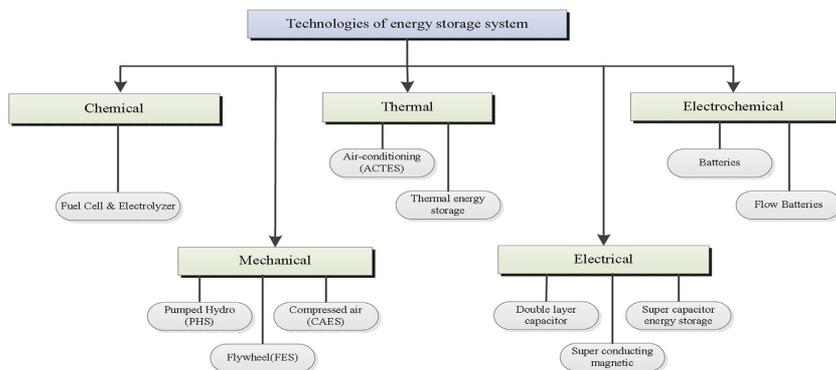


Fonte: Elaboração própria.

1.2. Usinas hidrelétricas reversíveis e outras formas de armazenamento de energia elétrica

Conforme ilustrado na Figura 6, há cinco maneiras usuais de armazenamento de energia, de uma forma geral, e energia elétrica, em particular: processos químicos, armazenamento de energia térmica, processos eletroquímicos, armazenamento mecânico e armazenamento direto de energia elétrica. Em cada uma destas categorias, há uma ou mais tecnologias de armazenamento. As UHRs fazem parte do armazenamento mecânico de energia, junto com os sistemas de ar comprimido e os volantes.

Figura 6: Tecnologias de sistemas de armazenamento de energia



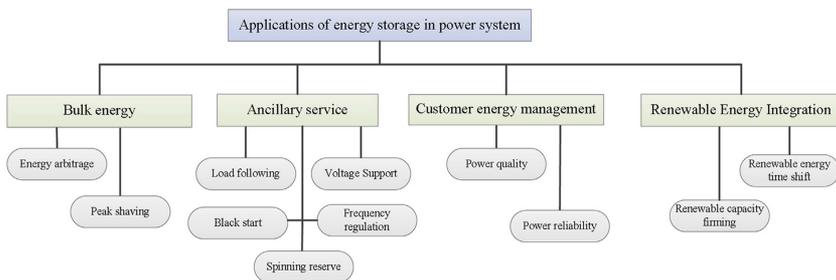
Fonte: Palizban e Kauhaniemi (2016).

Como apresentado na Figura 7, existem inúmeras aplicações dos sistemas de armazenamento de energia em sistemas de potência elétrica. Dentre estas aplicações, citam-se a aquisição de energia em mercados atacadistas, em períodos de baixa demanda e baixo custo, e a sua venda, nestes mercados, em momentos de demanda e custo elevados, o que é denominado na teoria econômica por arbitragem, ou, então, para o atendimento da carga de consumidores nos períodos de ponta (*"peak shaving"*), através da instalação de sistemas de armazenamento.

Outra aplicação, que tem requerido, recentemente, uma utilização crescente de sistemas de armazenamento de energia, particularmente UHRs e baterias, é a complementação da geração de fontes renováveis de energia elétrica, sobretudo as chamadas fontes intermitentes, quando estas estão indisponíveis ou com baixo nível de geração. O

emprego crescente das fontes intermitentes em detrimento da geração que atende a base da curva de carga, tais como usinas nucleares e centrais a carvão, colocam novos desafios à prestação dos serviços ancilares das redes elétricas, de modo que os sistemas de armazenamento de energia têm aumentado a sua participação neste tipo de mercado. Os sistemas de armazenamento também têm contribuído na gestão da carga dos consumidores em termos de confiabilidade do suprimento e qualidade da energia fornecida.

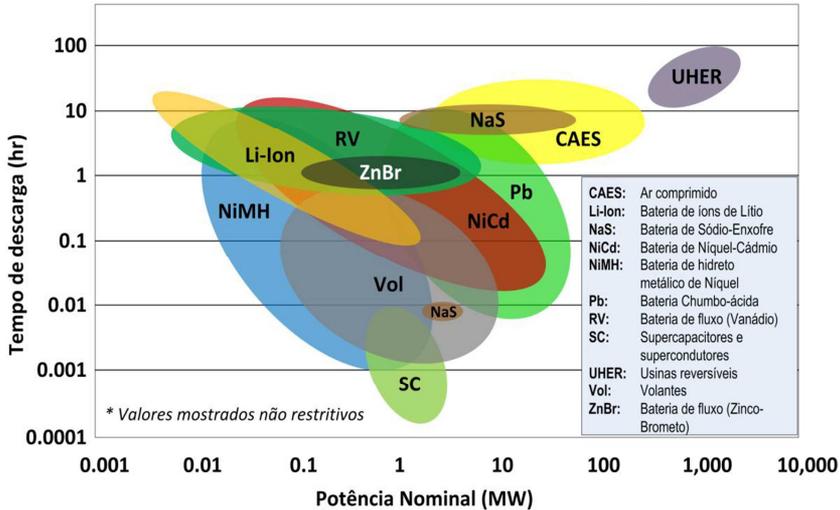
Figura 7: Aplicações do armazenamento de energia em sistemas de potência



Fonte: Palizban e Kauhaniemi (2016).

A Figura 8 mostra que, dentre os sistemas de armazenamento de energia hoje existentes, no seu atual “estado da arte”, as UHRs possuem as maiores capacidades instaladas, os maiores tempos de descarga e a maior capacidade de armazenamento de energia (Muñoz *et al.*, 2016).

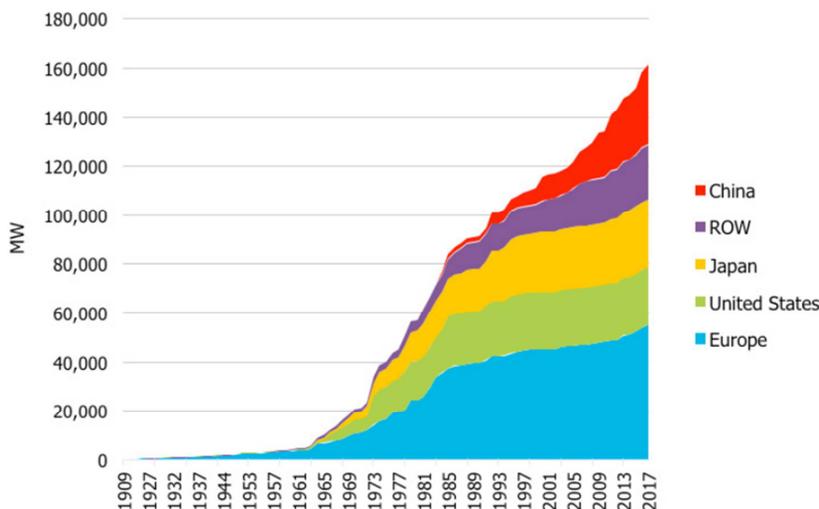
Figura 8: Armazenamento de energia elétrica: potência nominal e tempo de descarga



Fonte: Canales *et al.* (2015).

Durante as décadas de 1970 e 1980, a capacidade instalada na Europa, nos EUA e no Japão aumentou significativamente, devido ao crescimento da participação das usinas térmicas nucleares e a carvão, que atendem a base da curva de carga, e ao emprego das UHRs para atendimento da ponta, conforme é evidenciado na Figura 9. Nos anos 1990, após a queda da União Soviética, o aumento da capacidade instalada das UHRs desacelerou, principalmente em decorrência da alta disponibilidade de gás natural nos mercados americano e europeu. Atualmente, destaca-se, existem 158 GW de capacidade instalada de UHRs no mundo (Barbour *et al.*, 2016).

Figura 9: Crescimento da capacidade instalada de UHRs na Europa, no Japão, na China, nos EUA e na Índia

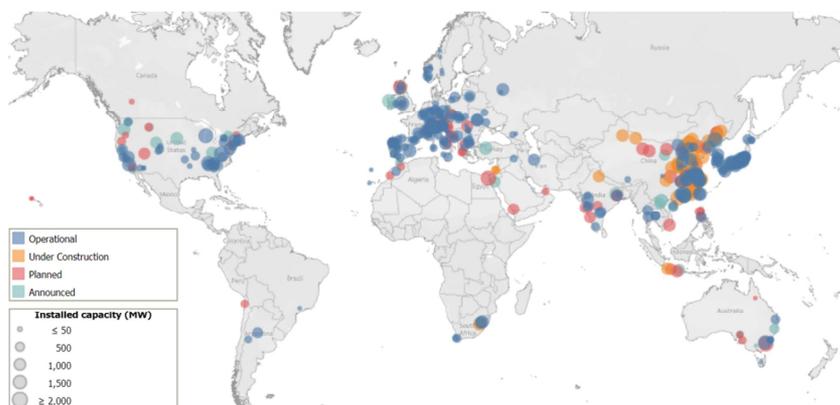


Fonte: International Hydropower Association (2021).

Na Figura 10, o mapa interativo desenvolvido pela International Hydropower Association (2021) apresenta as UHRs existentes, em construção e planejadas em todo o mundo. A China é o país que mais possui UHRs em fase de construção e planejamento e se espera que, até 2026, 45,5 GW de capacidade sejam instalados (Barbosa *et al.*, 2020). Atualmente, há um interesse renovado dos países ocidentais em desenvolver projetos de UHRs, sob a liderança do Departamento de Energia dos Estados Unidos e da International Hydropower Association (International Hydropower Association, 2020)¹.

¹ Mais detalhes sobre os projetos de UHRs existentes em todo o mundo podem ser consultados em Sandia National Laboratories (2020).

Figura 10: Mapa mundial com UHRs em operação, em construção e planejadas



Fonte: International Hydropower Association (2021).

Nota-se que, como as baterias e o hidrogênio estão se disseminando rapidamente no mercado para armazenamento energético, as UHRs deverão ser reinventadas para se manterem competitivas. A Bloomberg prevê que o uso de baterias para armazenamento na rede, em 2030, será de 280 GW, o que ultrapassará a capacidade global das UHRs (BloombergNEF, 2020). Neste sentido, segundo Keen (2020), com o custo das baterias estimado em menos de 100 US\$/kWh, em 2024, e em torno de 60 US\$/kWh, em 2030, esta tecnologia logo ficará mais barata do que as UHRs com ciclos diários de armazenamento.

Com relação ao armazenamento energético de longo prazo, o hidrogênio será um competidor importante para as UHRs, à medida que a sua rede global de produção e distribuição se desenvolve. Por exemplo, um tanque de hidrogênio líquido com um volume de 267.000 m³ (o tamanho de um grande tanque de gás natural liquefeito) poderá armazenar 415 GWh de eletricidade, assumindo que a eficiência para transformar o hidrogênio em eletricidade é de 70%, o que é equivalente à energia armazenada em uma UHR de ciclo mensal ou sazonal. Deste modo, o desenvolvimento do hidrogênio poderá implicar em uma redução significativa da viabilidade de UHRs sazonais em países que dependerão da importação deste insumo no futuro.

Observa-se que, provavelmente, as baterias devem se tornar mais competitivas do que as UHRs para armazenamento energético de curto prazo. No entanto, as UHRs deverão continuar sendo mais competitivas do que o hidrogênio para armazenamento energético de

longo prazo. Assim, no futuro, as UHRs de ciclos mensais e sazonais se tornarão mais comuns do que as UHRs de ciclos diários e semanais.

Os principais benefícios e desafios das UHRs estão indicados na Tabela 1. Destaca-se que, devido à competição com baterias e alternativas de armazenamento de hidrogênio, as UHRs, no futuro, só farão sentido se os benefícios superarem os desafios apresentados na Tabela abaixo.

Tabela 1: Benefícios e desafios das UHRs

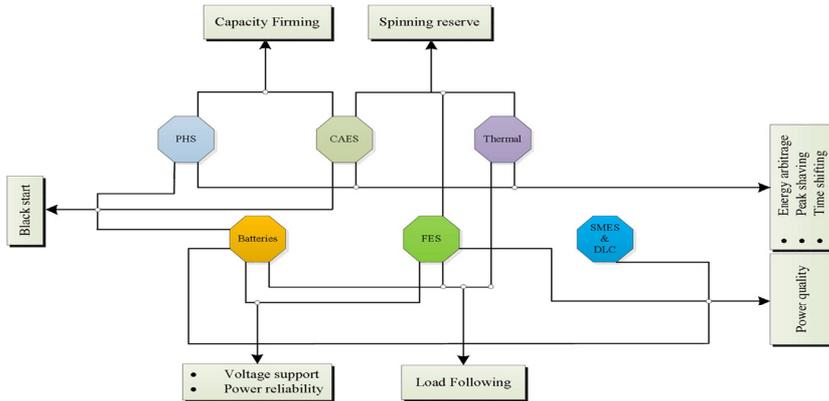
Benefícios	Desafios
Baixo custo de manutenção.	Custos de capital elevados.
Armazenamento energético em ciclos horários, diários, semanais, mensais, sazonais e plurianuais.	Limitado a regiões montanhosas ou planaltos com topografia adequada.
Vida útil de 50 anos ou mais.	Armazenamento de energia longe da demanda, o que implica em custos de transmissão e distribuição.
Boa solução estacionária para armazenamento centralizado de energia em grande escala.	A água utilizada para armazenar energia pode ser melhor aproveitada para abastecimento hídrico, principalmente durante secas.
Tecnologia madura com baixo risco.	Necessidade de reservatórios superiores e inferiores, que podem ser maiores do que 50 km ² .
Armazenamento hídrico por longos períodos com baixa necessidade de área e evaporação.	Eficiências de armazenamento de 70% a 80%.
Gestão hídrica em locais onde barragens convencionais não são viáveis.	

Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que as diversas formas de armazenamento energético, apesar de competirem entre si nas suas possíveis aplicações em sistemas de potência elétrica, também podem e deverão ser integradas no

futuro, de forma a se complementarem, conforme ilustrado na Figura 11.

Figura 11: Possibilidades de integração de sistemas de armazenamento de energia



Fonte: Palizban e Kauhaniemi (2016).

1.3. Ciclos de armazenamento com usinas hidrelétricas reversíveis

Dependendo da capacidade de armazenamento hídrico do reservatório superior, da diferença de altura entre os reservatórios e da disponibilidade de água no reservatório inferior, uma UHR pode ter capacidades de armazenamento horários, diários, semanais, mensais, sazonais ou plurianuais. Assim, quanto maior for o tamanho do reservatório superior, mais ciclos de armazenamento ele pode realizar.

Uma UHR diária não pode armazenar energia semanalmente, mensalmente ou sazonalmente. No entanto, uma UHR sazonal pode armazenar energia diariamente, semanalmente e mensalmente. A Tabela 2 apresenta os diversos tipos de ciclos para atender às diferentes necessidades de armazenamento energético e hídrico.

Tabela 2: Ciclos de UHRs para atender a diferentes necessidades de armazenamento de energia

Tipo de UHR	Modo de operação	Motivação da operação da UHR
Ciclo plurianual	Bombeamento	Sobra de geração por fontes renováveis (Solvang <i>et al.</i> , 2014)
		Preços dos combustíveis fósseis mais baratos
	Geração	Demanda de eletricidade abaixo da média (Hunt <i>et al.</i> , 2016)
		Falta de geração por fontes renováveis (Solvang <i>et al.</i> , 2014)
Ciclo sazonal	Bombeamento	Preços de combustíveis fósseis caros
		Demanda de eletricidade acima da média (Hunt <i>et al.</i> , 2016)
		Período úmido com muita geração hídrica (Hunt <i>et al.</i> , 2014)
		Verão com elevada geração solar (Hunt <i>et al.</i> , 2020)
	Geração	Período ventoso com elevada geração eólica (Bueno e Carta, 2006; Portero <i>et al.</i> , 2015)
		Período com baixa demanda por eletricidade
		Período seco com pouca geração hídrica (Hunt <i>et al.</i> , 2014)
		Inverno com pouca geração solar (Hunt <i>et al.</i> , 2020)
Ciclo semanal	Bombeamento	Período com poucos ventos e baixa geração eólica (Bueno e Carta, 2006; Portero <i>et al.</i> , 2015)
		Período com alta demanda por eletricidade
		Final de semana, quando a demanda por eletricidade é menor (Newbery, 2018)
	Geração	Dias ventosos, nos quais a geração eólica é elevada (Portero <i>et al.</i> , 2015)
		Dias ensolarados, nos quais a geração solar é elevada (Huertas-Hernando <i>et al.</i> , 2017)
		Dias úteis, quando a demanda por eletricidade é alta (Newbery, 2018)
Ciclo diário	Bombeamento	Dias com pouco vento, nos quais a geração eólica é reduzida (Portero <i>et al.</i> , 2015)
		Dias nublados, nos quais a geração solar é baixa (Huertas-Hernando <i>et al.</i> , 2017)
Ciclo diário	Bombeamento	Noite, quando a demanda é baixa (Chazarra <i>et al.</i> , 2017)
		Dia com elevada geração solar (Butera <i>et al.</i> , 2019)

Tipo de UHR	Modo de operação	Motivação da operação da UHR
	Geração	Dia, quando a demanda é elevada (Chazarra <i>et al.</i> , 2017)
		Noite, quando não há geração solar (Butera <i>et al.</i> , 2019)
Ciclo horário	Bombeamento e geração	Serviços ancilares envolvendo geração e bombeamento por hora (HUHR): controle de frequência, remoção de harmônicos na rede e fornecimento de energia de reserva em caso de distúrbios no fornecimento regular

Fonte: Hunt *et al.* (2018).

As UHRs de ciclo horário, diário e semanal tendem a ser construídas em locais com alturas de queda elevadas, curtas distâncias entre os reservatórios e baixos custos unitários de instalação, em US\$/GW. O potencial para estes tipos de UHRs depende muito da topografia dos locais onde as usinas são construídas. Embora as regiões montanhosas e planaltos sejam frequentemente áreas de proteção ambiental, o potencial para UHRs de ciclo diário e semanal é vasto e supera muitas vezes a demanda regional por armazenamento diário e semanal.

Por outro lado, as usinas UHRs de ciclos mensais, sazonais e pluri- anuais podem ter altos custos unitários de instalação, em US\$/GW, porém apresentam baixos custos unitários de armazenamento energético, em US\$/GWh. Neste sentido, destaca-se que encontrar locais próximos a um rio com grandes recursos hídricos e com razoável diferença de altura entre os reservatórios que possam armazenar expressivas quantidades de água é mais difícil.

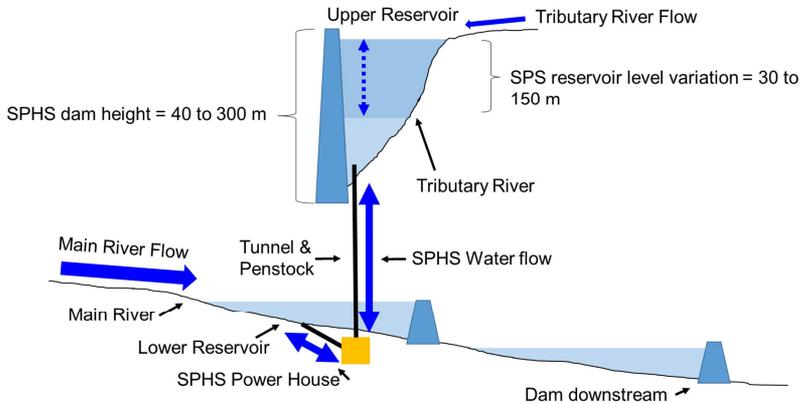
Nesses tipos de UHRs, o comprimento dos túneis acaba sendo maior e a altura de queda menor, quando comparados às características das UHRs de ciclo diário. Se os custos unitários de instalação, em US\$/GW, forem muito altos, a usina pode ser construída com uma pequena capacidade e operar apenas com ciclos sazonais, de modo a aumentar o fator de capacidade da central. As UHRs que operam apenas sazonalmente podem ter fatores de capacidade de até 40%, assumindo que o tempo de bombeando seja, também, de 40%.

Conforme ilustrado na Figura 12, o reservatório superior de uma UHR sazonal permite uma grande variação do seu nível de água, de até 150 metros, reduzindo a necessidade de área alagada, o que resulta, conseqüentemente, em uma baixa taxa de evaporação por água armazenada (Hunt *et al.*, 2018). Nota-se que não é comum encontrar locais onde uma barragem convencional de até 300 metros de altura

com variação de nível de 150 metros possa ser construída, pois os principais rios são áreas tipicamente povoadas, com infraestrutura valiosa e atividades econômicas importantes.

Uma UHR sazonal, no entanto, pode ser construída em pequenos rios afluentes a grandes rios e sua captação de água no reservatório superior possui duas origens diferentes. A primeira é a água que flui do rio tributário diretamente para o reservatório superior da UHR, enquanto que a segunda é resultante do bombeamento de água do reservatório inferior.

Figura 12: Arranjo de uma UHR sazonal



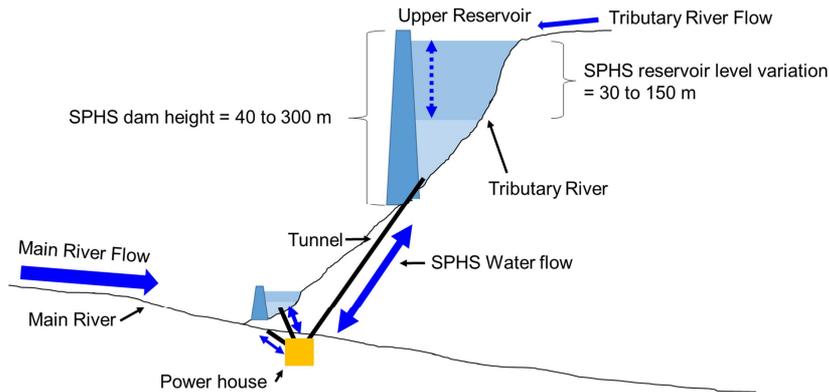
Fonte: Hunt *et al.* (2018).

As UHRs sazonais também podem armazenar água de um rio principal sem a necessidade de que nele haja uma barragem, conforme apresentado na Figura 13, reduzindo, assim, os impactos sociais e ambientais de sua construção (Grill *et al.*, 2015; Datry *et al.*, 2017). Estas UHRs sazonais são utilizadas para extrair quantidades contínuas de água do rio durante os períodos de alta vazão e retornar quantidades contínuas de água para ele durante os períodos com baixa vazão. O retorno constante da água visa reduzir o impacto das variações do fluxo do rio, o que afeta o ecossistema dentro e ao redor.

Já o reservatório inferior, que não fica no rio principal, é utilizado como o reservatório padrão da UHR. Desta forma, as mesmas máquinas hidráulicas podem ser empregadas para regular o rio e como uma solução de armazenamento energético. Observa-se que as máquinas hidráulicas de alta pressão só podem mover a água do reservatório inferior ou do rio para o reservatório superior e vice-versa. Com a

intenção de aumentar a flexibilidade da planta, máquinas hidráulicas de baixa pressão podem ser construídas para bombear água do rio para o reservatório inferior, de modo a manter um fluxo constante no mesmo. Um exemplo de UHR sazonal com este arranjo é Malta, na Áustria (Wagner *et al.*, 2015).

Figura 13: UHR sazonal em rio principal sem reservatórios neste rio



Fonte: Hunt *et al.* (2018).

O reservatório inferior de uma UHR sazonal, como ilustrado nas Figuras 12 e 13, acima, pode ou não ter uma grande capacidade de armazenamento. Normalmente, a capacidade de armazenamento de um mês é suficiente para armazenar água em dias com chuvas intensas, permitindo que a água do rio principal seja bombeada para o reservatório superior. O reservatório superior deve ter uma grande capacidade de armazenamento, com a finalidade de absorver grande parte da água do rio principal durante o período chuvoso.

No período de estiagem, a água armazenada é liberada, gerando eletricidade e regulando a vazão do rio. A regulação da vazão do rio reduz o vertimento nas usinas hidrelétricas a jusante, otimizando sua geração hidrelétrica. Ademais, a água armazenada pode, também, ser utilizada para aliviar a falta de abastecimento durante secas. Assim, a maior parte da água é armazenada no reservatório superior, enquanto que o reservatório inferior é utilizado para controlar a flutuação da vazão no rio principal e garantir a água necessária para ser bombeada ao reservatório superior.

Além de gerarem eletricidade durante os horários de ponta, prove-rem armazenamento energético de curto e longo prazo e prestarem serviços ancilares nas redes elétricas, atividades estas discutidas na Subseção 1.6.5, as UHRs, sobretudo as que seguem ciclos sazonais ou plurianuais, enfrentam desafios, mas representam oportunidades na gestão de recursos hídricos.

Contudo, as regiões secas podem não ter água para armazenamen- to em UHRs ou as taxas de evaporação podem resultar em grandes perdas de energia armazenada, o que representam desafios. Por outro lado, as oportunidades para fornecer soluções de gestão hídrica são:

- i. Regulação da vazão do rio;
- ii. Armazenamento sazonal ou plurianual de água;
- iii. Controle de enchentes, uma vez que as UHRs podem ser uti- lizadas em combinação com mecanismos convencionais de controle de enchentes para melhorar sua eficácia;
- iv. Controle da qualidade da água, considerando que o seu ar- armazenamento no reservatório superior de uma UHR permite um melhor controle, porque a água neste reservatório não é diretamente afetada pelas flutuações na qualidade da água no rio principal;
- v. Apoio na transferência interbacias, uma vez que as UHRs po- dem ser combinadas com um projeto de transferência entre bacias para aumentar a segurança hídrica de uma região ou fornecer um balanço hídrico entre duas bacias hidrográficas¹;
- vi. Armazenamento hídrico com baixa evaporação²;
- vii. Segurança hídrica, tendo em vista que as UHRs aumentam a capacidade de armazenamento de água em regiões onde os reservatórios de armazenamento convencionais não são ade- quados; e
- viii. Armazenamento hídrico com baixa sedimentação, já que as UHRs apresentam taxas de sedimentação muito menores do que usinas hidrelétricas convencionais com reservatórios, de- vido à pequena área de captação.

¹ As UHRs utilizadas para transferência de água entre bacias geralmente possuem túneis mais longos ou usam o reservatório superior como um canal para facilitar a transposição da bacia.

² Em alguns casos, as UHRs são utilizadas para armazenamento de água, devido à menor evaporação nestas plantas (Hunt *et al.* 2018).

1.4. Tipos de arranjos convencionais das usinas hidrelétricas reversíveis

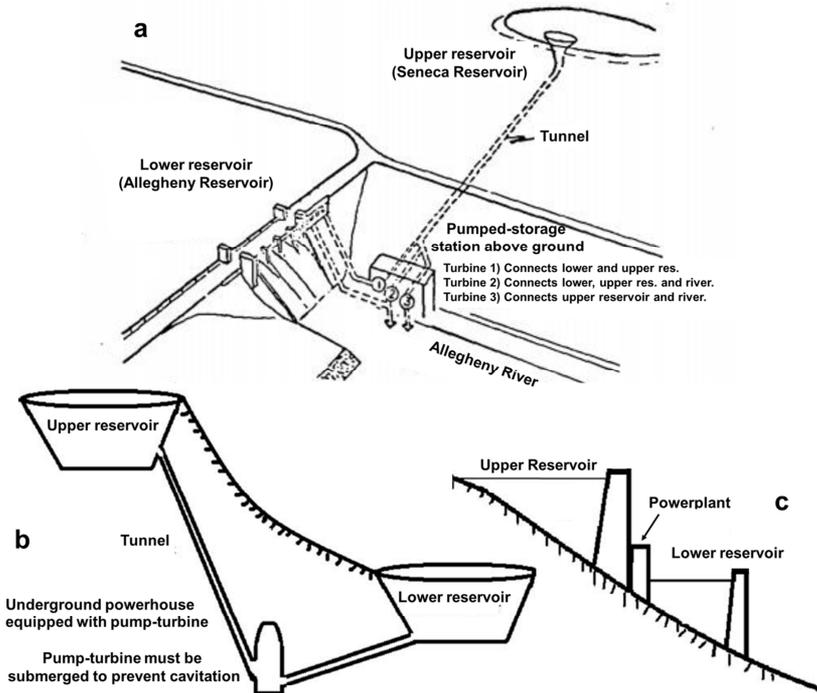
Os arranjos de UHRs mais conhecidos são o armazenamento em ciclo aberto, em ciclo fechado e o do tipo *pump-back*, conforme ilustrado na Figura 14, abaixo.

Em uma UHR de ciclo aberto, há um fluxo significativo de água para o reservatório superior ou inferior (Figura 14 (a)). Nesta configuração, o funcionamento das turbinas-bombas pode interferir no fluxo do rio, o que deve ser analisado com cuidado. A fim de minimizar o impacto no fluxo do rio, esquemas de UHRs de ciclo aberto geralmente fazem uso de barragens existentes como reservatório inferior. Nestes casos, a casa de força pode ser construída diretamente a jusante da barragem, evitando escavações para alojá-la, pois a sua cabeceira já aumenta a pressão na casa de força para evitar a cavitação, como ocorre com a UHR Seneca, nos EUA (Fitzgerald, 1973), cujo arranjo está apresentado na Figura 14 (a).

Uma UHR de circuito fechado possui reservatórios superior e inferior longe de uma grande fonte de água e, portanto, com uma entrada de água limitada no sistema (Figura 14 (b)). Este tipo de UHR pode ser implantado em pequenos lagos artificiais, preenchidos pela precipitação de sua área de captação ou por água trazida de um local diferente (Blakers *et al.*, 2017).

Normalmente, o impacto ambiental das UHRs de ciclo fechado é menor do que o das usinas de ciclo aberto, no entanto sua operação geralmente é limitada a ciclos de armazenamento diários ou semanais. Um exemplo deste tipo de central é a UHR Marmora, no Canadá (Northland, 2018).

Figura 14: Três tipos de arranjos de UHR: (a) UHR de circuito aberto sem necessidade de escavação para a casa de máquinas; (b) UHR de circuito fechado sem influxo considerável no reservatório superior ou inferior; e (c) UHR do tipo *pump-back* sem necessidade de escavações



Fonte: Hunt *et al.* (2018).

A instalação da casa de máquinas na barragem do reservatório superior da UHR em um arranjo onde o reservatório inferior fica imediatamente a jusante define uma central do tipo *pump-back*. Este arranjo permite que a água flua para baixo e para cima entre os dois reservatórios (Nadler, 2008) (Figura 14 (c)) e aumenta a flexibilidade e a faixa operacional da usina, pois as turbinas-bombas podem ser utilizadas tanto para geração de energia quanto para armazenamento energético. Observa-se que este tipo de sistema pode ser viável quando não for necessária a construção de longos túneis para conectar os dois reservatórios da usina.

No Japão, vários arranjos deste tipo foram construídos com turbinas reversíveis (Deane *et al.*, 2010), tendo em vista a sua histórica dependência da energia nuclear, uma fonte inflexível de geração, que cria a necessidade de armazenamento diário de energia. As UHRs do tipo *pump-back* também podem ser utilizadas como parte de uma solução para o abastecimento hídrico, considerando que a precipitação a jusante dos rios japoneses pode ser bombeada rio acima por uma usina deste tipo. Assim, a chuva é armazenada na cabeceira do rio para uso posterior e, sem esta alternativa, parte da água precipitada na ilha seria perdida ao mar. Um exemplo de tal esquema é a UHR Kanagawa (Peltier, 2006).

A Tabela 3 traz um resumo descritivo destes três arranjos convencionais de UHRs e lista os benefícios e as possíveis barreiras para a sua implantação.

Tabela 3: Comparação entre três arranjos convencionais de UHR

Descrição do Arranjo	Benefícios	Barreiras
Ciclo Aberto – UHR em que há um fluxo significativo de água para o reservatório superior ou inferior	Este arranjo permite que a vazão de um rio seja regulada com o bombeamento para o reservatório superior da UHR A UHR pode utilizar um reservatório já existente	A construção de uma barreira no rio causa a sua fragmentação A construção da UHR fica limitada a locais próximos a rios, onde a queda normalmente é mais baixa
Ciclo Fechado – UHR em que nenhum dos reservatórios tem vazão afluyente considerável	A construção das barragens para a formação dos reservatórios não causa a fragmentação do rio	Normalmente, a capacidade de armazenamento deste tipo de barragem é limitada para ciclos diários
<i>Pump-Back</i> – UHR muito similar a uma UHE, onde o reservatório a jusante está conectado com o reservatório a montante a todo o tempo e suas máquinas hidráulicas podem bombear água do reservatório inferior para o superior ou gerar eletricidade com a vazão proveniente do reservatório superior	Trata-se de uma boa alternativa para a construção de barragens em cascata, combinando geração hídrica e armazenamento de curto e longo prazo Maior flexibilidade de operação Alternativa barata, se as barragens já estiverem planejadas para serem construídas	Um novo reservatório no rio principal causa grandes impactos socioambientais e econômicos Dificuldades em adaptar as barragens existentes a UHRs no Brasil, devido à necessidade de longos túneis e baixa queda

Fonte: Elaboração própria.

1.5. Novos arranjos para usinas hidrelétricas reversíveis

1.5.1. Usina hidrelétrica reversível sazonal de ciclo combinado de curto e longo prazo (UHRCCCL)

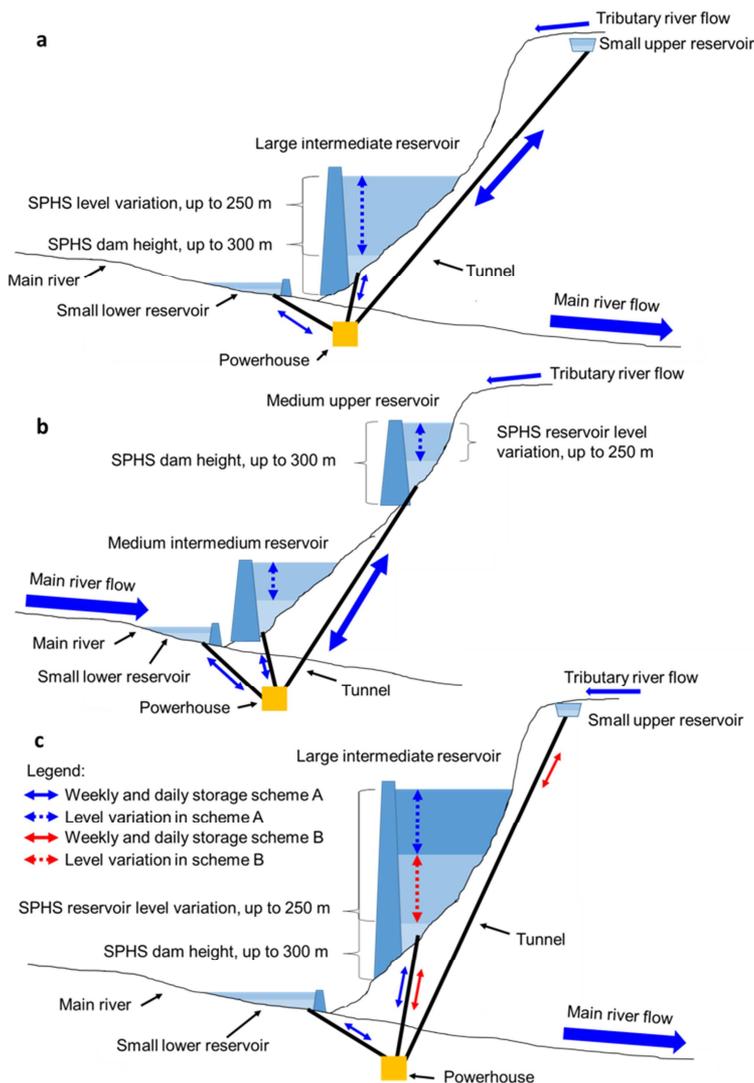
Conforme mencionado anteriormente, a necessidade de grandes reservatórios sazonais de longo prazo aumentará no futuro e a UHRCCCL será uma alternativa competitiva de armazenamento de água e energia nestes períodos. A UHRCCCL tem como principal objetivo permitir uma variação de queda superior a 50%, a fim de aumentar a capacidade de armazenamento de água e energia no re-

servatório principal, em locais onde a topografia não é adequada para barragens convencionais. Observa-se que, na UHRCCL, a água pode ser deslocada entre três reservatórios propostos e atender às necessidades de armazenamento energético de curto prazo e de armazenamento de água e energia de longo prazo (Hunt *et al.*, 2020).

O arranjo de UHRCCL apresentado na Figura 15 (a) consiste em um pequeno reservatório inferior no rio, um grande reservatório intermediário, de armazenamento sazonal, e um pequeno reservatório superior. A água flui dos reservatórios inferior e intermediário para o reservatório superior e vice-versa. No entanto, a grande variação de queda não permite que a água seja bombeada do reservatório inferior para o intermediário em todas as quedas. Portanto, este arranjo só funciona se as necessidades de armazenamento energético de curto e longo prazo forem combinadas.

Por exemplo, a água bombeada do rio para o reservatório superior à noite é liberada durante o dia para o reservatório intermediário, como parte de um ciclo diário de armazenamento energético (Hunt *et al.*, 2020). Durante o dia, a água do reservatório superior flui para o reservatório intermediário, gerando eletricidade e, ao mesmo tempo, armazenando esta água. O grande reservatório intermediário pode ter uma variação de queda elevada, pois, como a água vem do reservatório superior, a queda entre os dois é alta. A combinação dos dois ciclos (curto e longo prazo) é importante, pois as máquinas hidráulicas da usina não seriam capazes de bombear água do reservatório inferior para o reservatório intermediário até enchê-lo, devido à altura de elevação máxima suportada por estas máquinas para uma operação sem instabilidades.

Figura 15: Arranjos de UHR sazonal para armazenamento combinado de curto e longo prazo com: (a) reservatório superior pequeno e grande reservatório intermediário, (b) reservatório superior médio e reservatório intermediário médio, (c) reservatório intermediário dividido em duas seções



Fonte: Hunt *et al.* (2020).

Outra possibilidade é a construção de dois reservatórios de médio porte, conforme ilustrado na Figura 15 (b), cuja operação seria semelhante à apresentada na Figura 15 (a). Como o potencial de armazenamento está dividido em dois reservatórios de médio porte, os impactos sociais e ambientais podem ser maiores. Este arranjo, por outro lado, possui uma maior flexibilidade de operação, pois os dois reservatórios terão água suficiente para ciclos de armazenamento de longo prazo, independentemente da vazão do rio (Hunt *et al.*, 2020).

A Figura 15 (c) apresenta o arranjo que permite a maior variação do nível de água em regiões de topografia plana, o que, por sua vez, contribui para uma menor necessidade de área em relação à capacidade de armazenamento de água. Nota-se, também, que este arranjo reduz significativamente a evaporação para armazenamento de água em regiões áridas. Neste arranjo, o reservatório intermediário seria preenchido com água do reservatório inferior, quando o seu nível estiver alto, e do reservatório superior, quando o seu nível estiver baixo (Hunt *et al.*, 2020). Esta mudança na operação do reservatório inferior para o superior é importante, pois a altura de elevação das máquinas hidráulicas não pode variar em toda a faixa de variação do nível do reservatório intermediário, uma vez que é limitada a, por exemplo, 50% da altura de elevação máxima. Assim, o arranjo da Figura 15 (c) divide substancialmente a variação da altura de elevação das máquinas hidráulicas, o que reduz os custos dos túneis.

1.5.2. Combinação de geração hidrelétrica com armazenamento por bombeamento através de usina hidrelétrica reversível (CHUHR)

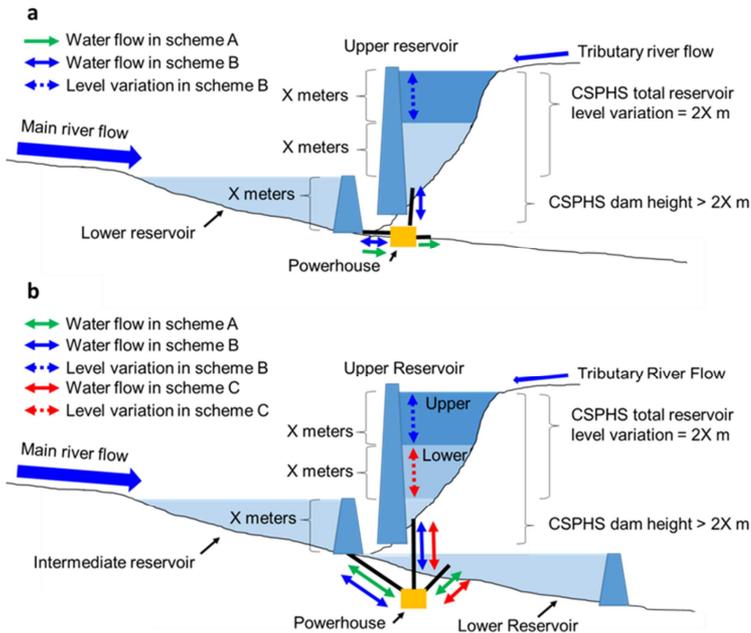
Uma usina do tipo CHUHR pode ser utilizada para geração de energia ou para armazenamento energético, conforme ilustrado na Figura 16 (a). O reservatório inferior é construído no rio principal, ou se utiliza um reservatório já existente, e a casa de força é instalada a jusante da barragem. Este arranjo não requer escavação, pois o nível da água na barragem do rio já mantém a pressão necessária nas máquinas hidráulicas para evitar a cavitação [45], o que reduz consideravelmente os custos do projeto, especialmente se a usina tiver baixas alturas de queda [4].

Ademais, uma usinas do tipo CHUHR, semelhante ao arranjo da UHR Seneca (Fitzgerald, 1973), oferece flexibilidade para a operação do sistema, tornando possível decidir se a UHR será utilizada para gerar energia, por exemplo, durante períodos de grande fluxo de rio, para auxiliar o gerenciamento da rede (armazenamento energético)

ou, ainda, para aumentar o fluxo do rio durante os períodos de seca. Para que este arranjo funcione corretamente, deve haver uma correspondência entre as alturas das colunas de água nos reservatórios, representadas por 'X' na Figura 16 (a).

Outra alternativa para uma usina do tipo CHUHR é escavar a casa de força e integrar mais um reservatório inferior ao sistema, o que resultaria em três ou mais reservatórios em vez de dois. Estes podem ser os reservatórios superior, intermediário e inferior, conforme apresentado na Figura 16 (b), para um exemplo de três reservatórios. Este arranjo consiste em duas barragens construídas no rio principal e uma barragem maior em um rio tributário. Os reservatórios são conectados por meio de túneis à mesma casa de força, proporcionando flexibilidade para operar em uma variedade de modos diferentes. O reservatório superior deve armazenar grande quantidade de água e energia, como ocorre com as UHRs sazonais. Se houver apenas necessidade de armazenar energia de curto prazo, uma solução de bombeamento seria muito mais prática e barata (Hunt *et al.*, 2020).

Figura 16: Arranjo combinado de geração hídrica e armazenamento energético através de CHUHR: (a) sem a necessidade de escavação da casa de força; e (b) com reservatório inferior e reservatório superior dividido em duas seções



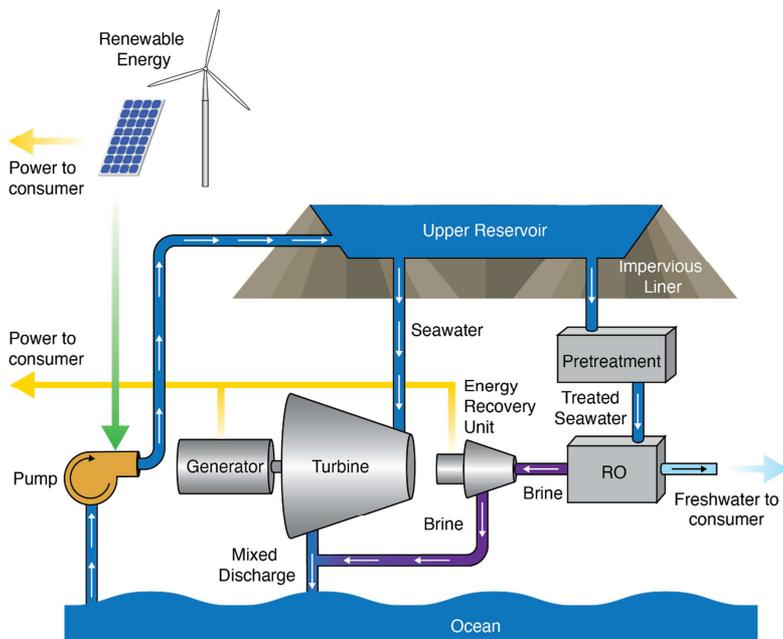
Fonte: Hunt *et al.* (2020).

1.5.3. Sistema de osmose reversa integrada com usina hidrelétrica reversível (ORUHR)

Uma alternativa inovadora combinando UHR com osmose reversa é chamada de ORUHR. Esta integração é interessante, uma vez que a pressão constante exercida a partir de um reservatório superior com água salgada nas membranas de osmose reversa diminui os custos e aumenta a eficiência destes sistemas. Outro benefício é que a salmoura devolvida ao oceano é resultado da diluição do sistema ORUHR devido à operação da UHR. O desafio desta tecnologia, porém, é encontrar locais perto da costa com potencial para a construção de uma UHR e onde haja demanda para dessalinização da água (Slocum, 2016).

A Figura 17 apresenta o diagrama de um sistema ORUHR.

Figura 17: Diagrama que descreve uma planta de ORUHR



Fonte: Slocum (2016).

1.5.4. Outros arranjos

Outras configurações menos comuns de UHRs incluem UHRs subterrâneas (Winde *et al.*, 2017; Menéndez *et al.*, 2018; Puiades *et al.*, 2019; Matos *et al.*, 2019), a utilização de minas a céu aberto desativadas na configuração da UHR (Puiades *et al.*, 2017; Puiades *et al.*, 2016), a utilização de água do mar na configuração da UHR (Ghorbani *et al.*, 2019; Ioakinidis e Genikomsakis, 2018; Albadi *et al.*, 2017), o emprego de sistemas com cilíndricos baseados na gravidade (Berrada *et al.*, 2017; Heindl-Energy, 2019), o armazenamento energético *offshore* no mar (Puchta *et al.*, 2017) e o armazenamento hídrico e energético dentro de torres de turbinas eólicas (Grumet, 2016).

1.6. Arranjos de máquinas hidráulicas e máquinas elétricas nas usinas hidrelétricas reversíveis

São três os conjuntos entre máquinas hidráulicas e máquinas elétricas utilizados, atualmente, em UHRs, sendo o mais comum uma turbo-bomba, também denominada turbina reversível, de rotação fixa, e um motor-gerador que operam com rotação síncrona. No conjunto quaternário, uma turbina aciona um gerador e uma bomba é acionada por um motor. O conjunto ternário, por sua vez, compreende uma turbina, uma bomba e uma máquina elétrica (motor-gerador), enquanto que o conjunto binário é composto por uma máquina hidráulica (turbo-bomba) e uma máquina elétrica (motor-gerador). Estes três tipos de arranjos são analisados a seguir.

1.6.1. Conjunto quaternário

No conjunto quaternário, as unidades de geração e bombeamento são completamente separadas. Assim, as casas de força, as máquinas elétrica e hidráulica e os condutos são separados para os sistemas de bombeamento e geração.

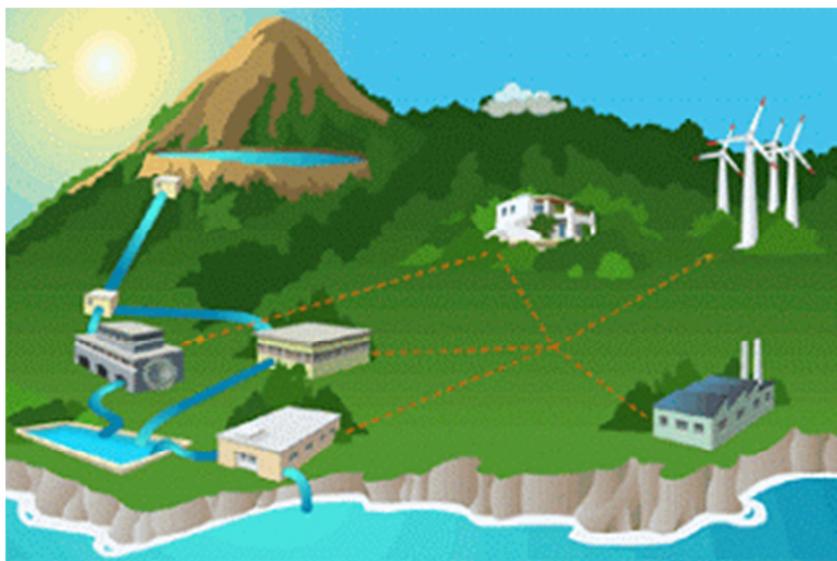
Este sistema apresenta a vantagem de ter as máquinas hidráulicas dimensionadas especificamente para as operações de turbinamento e bombeamento, trazendo ganhos de eficiência na operação. Outra vantagem deste conjunto é a possibilidade de acionamento “*back to back*” do sistema de bombeamento, a partir do qual se utiliza a energia gerada pelo próprio sistema de geração da UHR para iniciar o bombeamento. A outra alternativa para acionar o motor parado é a utilização de um inversor de frequência, cujo custo pode ser elevado.

Um exemplo de usina com sistema quaternário é a UHR Gorona Del Viento, nas Ilhas Canárias. Esta UHR, localizada na Ilha El Hierro, faz parte de um sistema híbrido que contempla aerogeradores e, por isso, precisa ser muito flexível em sua operação. Esta usina híbrida é responsável, em média, por 75% da geração da Ilha El Hierro, chegando a 95% em alguns meses.

A UHR Gorona Del Viento possui quatro turbinas Pelton de 1.600 kW cada, que operam com rotação variável. Já o seu sistema de bombeamento é composto por dois conjuntos, cada um com uma bomba de 1.600 kW operando com rotação variável e três bombas de 600 kW operando com rotação fixa.

A Figura 18 mostra um esquema da usina híbrida Gorona Del Viento, enquanto a Figura 19 traz uma imagem do reservatório superior desta UHR.

Figura 18: Esquema da UHR Gorona del Viento



Fonte: Andrews (2021).

Figura 19: Reservatório superior da UHR Gorona del Viento



Fonte: Gorona del Viento El Hierro S. A. (2021).

O conjunto quaternário é o arranjo entre máquinas hidráulicas e máquinas elétricas com resposta mais rápida para UHRs proverem serviços ancilares (Dong *et al.*, 2020). Um exemplo disso é a UHR Gordon Butte, cuja configuração consiste em bombas e turbinas separadas, cada uma com um motor dedicado de 134 MW e gerador de 134 MW (Northwestern Energy, 2019). As bombas e turbinas são conectadas em curto-circuito hidráulico, o que permite que a instalação bombeie e gere ao mesmo tempo e alterne, rapidamente, do bombeamento para a geração e vice-versa (incluindo partida a frio) a uma taxa de 20 MW/seg.

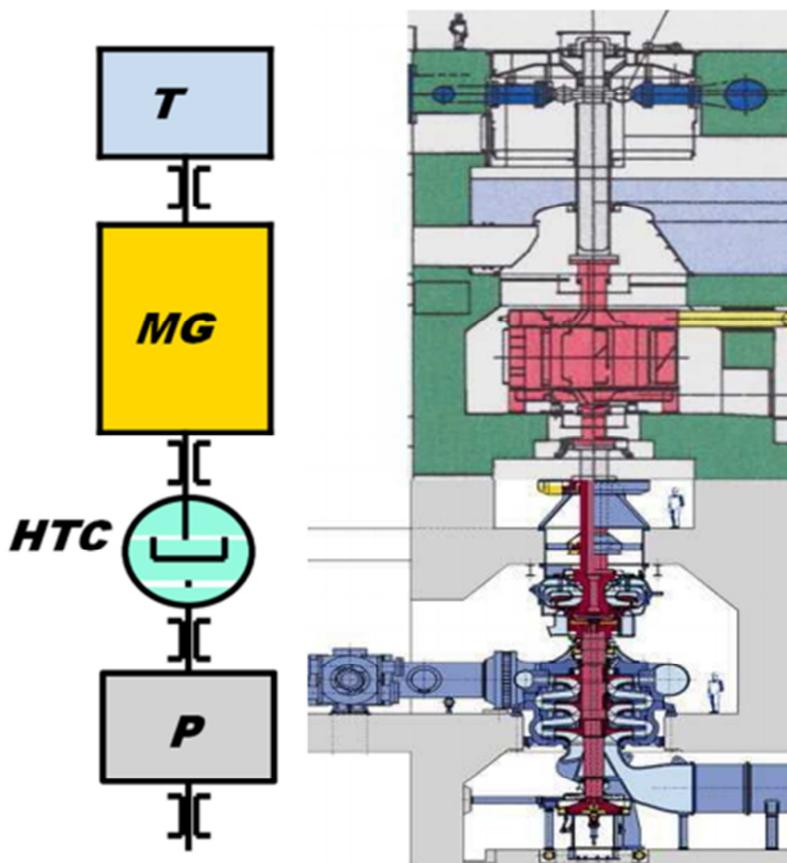
1.6.2. Conjunto ternário

O conjunto ternário utiliza um gerador/motor síncrono, uma turbina e uma bomba em um único eixo, operados em um único sentido de rotação. Devido ao sentido de rotação de um conjunto ternário ser o mesmo nos modos bombeamento e geração, o tempo para mudar de um modo para outro é mais rápido do que ocorre em uma turbobomba.

As turbinas nos conjuntos ternários podem ser do tipo Pelton ou Francis e podem, também, ter um conversor de torque hidráulico acoplado a bomba ao gerador-motor. Uma embreagem permite que a bomba seja conectada e desconectada rapidamente. A Figura 20 ilustra esta configuração, onde T, P, MG e HTC representam a turbina, a bomba, o gerador-motor e o conversor de torque, respectivamente. Como a bomba e a turbina são separadas, cada qual pode ser projetada para a melhor eficiência na mesma rotação síncrona.

Destaca-se que um refinamento da configuração ternária tem permitido a regulação no modo de bombeamento, através de um desvio hidráulico também conhecido como curto-circuito hidráulico ou modo misto.

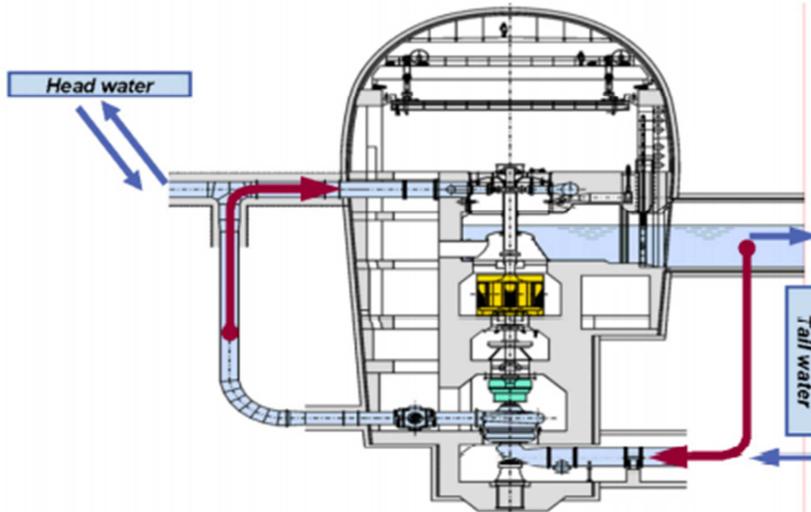
Figura 20: Ilustração de um conjunto ternário com conversor de torque



Fonte: Voith (2018).

Nota-se que, quando o desvio hidráulico é ativado, a turbina utiliza uma parte da água bombeada para gerar energia e compensar parcialmente a energia consumida pela bomba. Assim, este arranjo permite que, apenas utilizando o fluxo de água e as válvulas mecânicas, a unidade forneça para a rede uma ampla gama de absorção de potência ajustável, quando está operando no modo de bombeamento. A Figura 21, a seguir, mostra um esquema de casa de força de uma UHR com conjunto ternário.

Figura 21: Configuração de um conjunto ternário

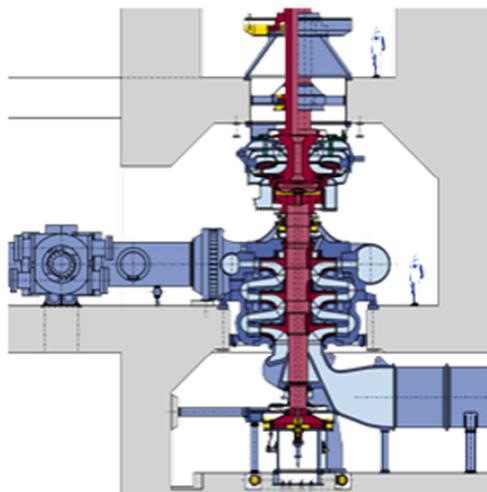


Fonte: Spitzer e Penninger (2008).

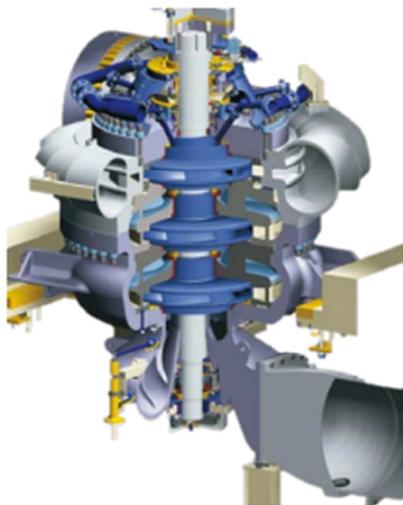
Na Seção 1.6 deste capítulo, este arranjo é apresentado de uma forma mais detalhada e discutem-se as suas vantagens comparativas em relação à configuração binária com rotação variável.

A planta ternária com desvio hidráulico mais recente é a UHR Kopswerk II (Kops II), na Áustria, localizada nos Alpes e instalada em um sistema de armazenamento de água de grande porte, que contempla vários reservatórios e túneis. Esta planta possui três turbinas Pelton de 175 MW cada e três bombas de 150 MW cada.

A Figura 22 e a Figura 23 mostram, respectivamente, a configuração ternária da UHR Kops II e uma representação tridimensional de uma de suas bombas de três estágios.

Figura 22: Seção da casa de máquinas da UHR Kops II

Fonte: Voith (2019).

Figura 23: Representação em 3D de uma bomba de três estágios da UHR Kops II

Fonte: Voith (2019).

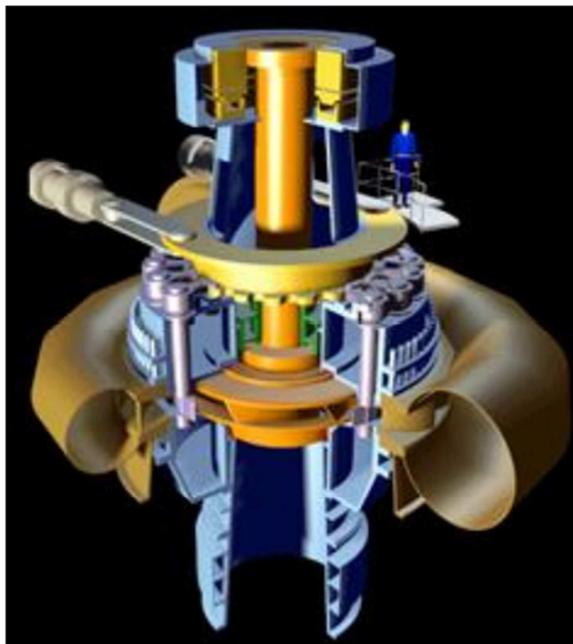
Quando a rede elétrica requer o atendimento de um serviço ancilar durante o bombeamento, a usina é operada com o sistema hidráulico no modo de desvio, com a embreagem engatada, de tal maneira que a bomba e a turbina permaneçam em operação. Neste caso, a carga absorvida da rede elétrica é a energia que está sendo consumida pelo motor da bomba menos a energia produzida pelo gerador. A principal desvantagem deste sistema, porém, é o seu custo, já que ocupa mais espaço e necessita de uma máquina hidráulica a mais em relação a um conjunto binário.

Em alturas de elevação/queda acima de 800 metros com arranjos ternários, são utilizadas bombas de múltiplos estágios (Rimpel *et al.*, 2020), a exemplo da UHR Kops II. Destaca-se que as UHRs com alturas de elevação/queda acima de 800 metros são interessantes devido aos requisitos de menor fluxo de água, menor número de túneis e menor diâmetro do túnel para se atingir a mesma geração e capacidade de bombeamento. Além disso, essas usinas requerem pequenos reservatórios superiores para armazenar grandes quantidades de energia.

1.6.3. Conjunto binário

O conjunto binário é, de longe, o esquema mais utilizado nas UHRs, por ser o mais barato para ser construído. Neste conjunto, a maioria das UHRs possui uma turbo-bomba de único estágio acoplada a um motor-gerador síncrono conectado à rede elétrica (Figura 24). O conjunto gira em um sentido ao fornecer energia para a rede e no sentido oposto ao consumir energia da rede.

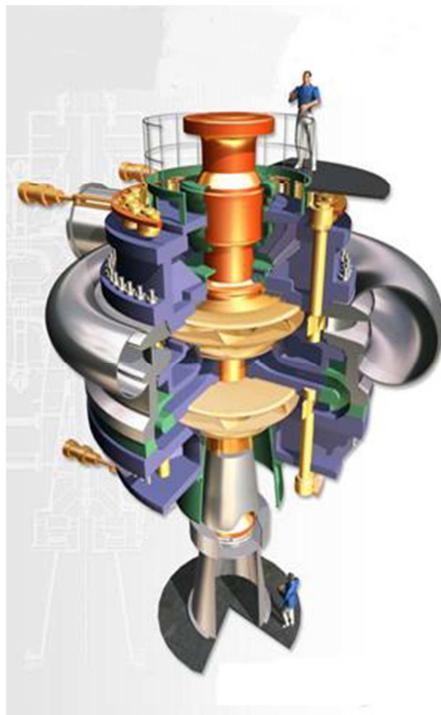
Figura 24: Representação em 3D de turbo-bomba e gerador-motor



Fonte: Pérez-Díaz *et al.* (2014).

As turbo-bombas de um único estágio podem ser utilizadas em quedas de até 800 metros. A partir dessa altura de queda, devem ser empregadas turbo-bombas de múltiplos estágios, que são indicadas para quedas que variam entre 700 metros e 1.200 metros. Em geral, as máquinas de múltiplos estágios não possuem pás diretrizes, o que não lhes permite o controle de frequência. A Figura 25 ilustra uma turbo-bomba de dois estágios.

Figura 25: Representação em 3D de turbo-bomba de dois estágios



Fonte: Pérez-Díaz *et al.* (2014).

1.6.4. Máquinas de rotação variável

Apesar de as turbo-bombas de rotação fixa ou velocidade fixa serem mais usuais e simples, nos últimos anos as turbo-bombas de rotação variável ou velocidade variável (*adjustable speed*) se tornaram mais populares, devido à sua eficiência e capacidade de ajustar o consumo de energia quando no modo de bombeamento. Essa flexibilidade permite que as unidades de velocidade variável forneçam serviços de carga e regulação, ou seja, respondam a desvios de frequência e a necessidades de balanceamento de energia de curto prazo no sistema. Esta capacidade vem se tornando cada vez mais importante, na medida em que aumenta a penetração de tecnologias de geração renovável intermitente, proveniente das fontes eólica e solar.

Em comparação com uma turbo-bomba de rotação fixa, a turbo-bomba de rotação variável possui uma maior gama de geração e opera

no modo bombeamento com valores de potência inferiores à potência nominal da máquina, além de fornecer regulação de frequência e controle de potência reativa durante o ciclo de bombeamento. As alternativas de conversores de frequência que podem propiciar a operação do motor-gerador com velocidade variável são apresentadas no Capítulo 6 deste livro.

A primeira aplicação da tecnologia de rotação variável foi um projeto piloto em uma usina hidrelétrica convencional. Em 1987, a Hitachi instalou uma turbo-bomba de 22 MW na UHE Narude, da Kansai Electric Power Company (KEPCO). Após este projeto pioneiro, as empresas japonesas desenvolveram este tipo de usina em grande escala e, hoje, a maioria das turbo-bombas com velocidade variável existentes está localizada no Japão. A motivação foi o aumento da necessidade de regulação de frequência devido ao grande número de usinas nucleares e à regulamentação governamental que levou à redução da dependência de combustíveis fósseis.

Nota-se que, no Japão e na Europa, diversas usinas reversíveis com turbo-bombas de rotação variável entraram em operação comercial a partir da década de 1990 e outras várias estão em construção.

A maior parte das turbo-bombas que empregam a tecnologia de rotação variável no Japão foi instalada por fabricantes japoneses. As empresas Tóquio, Hokkaido, KEPCO, Electric Power Development Corporation e Kyushu Electric Power Company instalaram, na década de 1990, tais turbo-bombas, conforme indicado na Tabela 4.

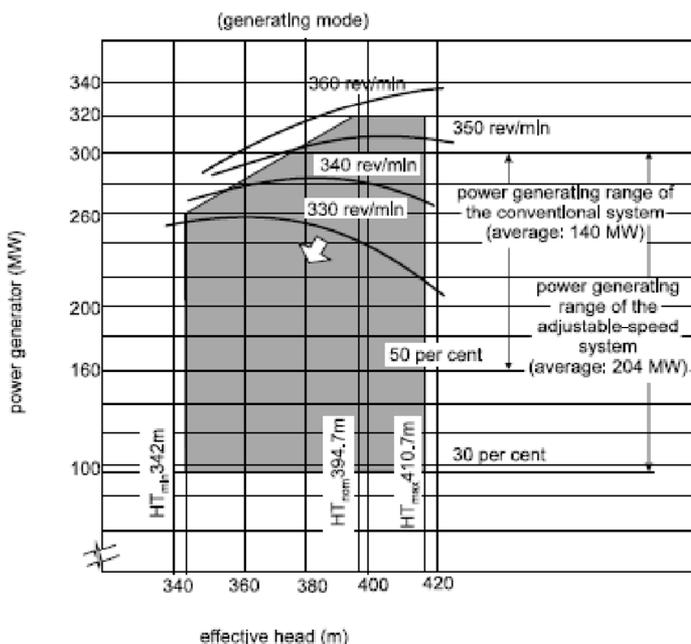
Tabela 4: Turbo-bombas de velocidade variável instaladas no Japão na década de 1990

Empresa proprietária	Usina	Capacidade / unidades	Principal fabricante	Início de operação
Tokyo Electric Power Co.	Yagisawa	80 MW / 1	Toshiba	1990
Hokkaido Electric Power Co.	Akami	100 MW / 1	Mitsubishi	1993
Kansai Electric Power Co.	Okawachi	320 MW / 2	Hitachi	1995
Tokyo Electric Power Co.	Shiobara	300 MW / 1	Toshiba	1995
Electric Power Development Co.	Okukiyotsu No. 2	300 MW / 1	Toshiba	1995
Electric Power Development Co.	Yambaru Sea Water	30 MW / 1	Toshiba	1999

Fonte: Japan International Cooperation Agency (2012).

A UHR japonesa Okawachi possui quatro turbinas reversíveis, sendo que duas delas, de 320 MW cada, operam com rotação variável. A Figura 26 apresenta as faixas de potências que podem ser geradas por cada turbina reversível de rotação fixa e de rotação variável desta usina, em função da altura de queda líquida. Pode-se observar, na Figura, que a faixa de potências da turbina de rotação variável possui uma maior amplitude do que a faixa da turbina de rotação fixa.

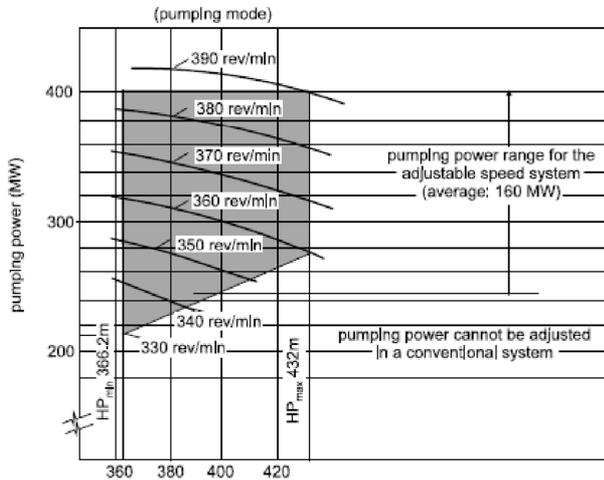
Figura 26: Potências que podem ser geradas por cada turbina reversível de rotação fixa e de rotação variável da UHR Okawachi, em função da altura de queda líquida



Fonte: MWH (2009).

A Figura 27 apresenta as faixas das potências absorvidas durante o bombeamento por cada turbina reversível de rotação variável da UHR Okawachi, em função da altura de elevação líquida. Nota-se que a potência absorvida pelas turbinas reversíveis de rotação fixa não varia com a altura de elevação e o gráfico da Figura ilustra bem a flexibilidade propiciada pela rotação variável durante a operação de bombeamento nesta usina.

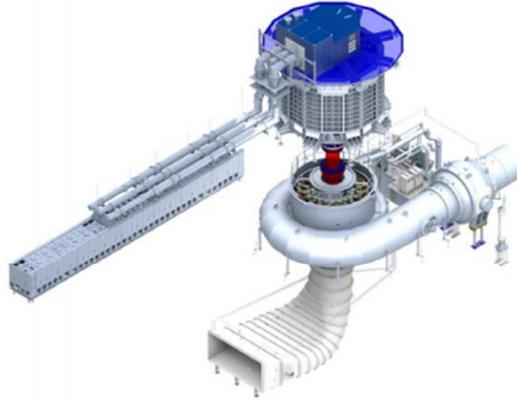
Figura 27: Potências consumidas por cada turbina reversível de rotação variável da UHR Okawachi, em função da altura de elevação líquida



Fonte: MWH (2009).

A Figura 28, por sua vez, consiste na representação em 3D de uma unidade de geração/bombeamento da UHR Frades II, localizada em Portugal, na qual se observa, além do gerador/motor e da turbobomba, o conversor de frequência ligado ao gerador/motor. O conversor é um equipamento de tamanho considerável, que, no caso da UHR Frades II, mede 23 metros de comprimento, implicando em uma maior casa de força se comparado à casa de força com máquina de velocidade fixa.

Figura 28: Representação em 3D de uma unidade de geração/bombeamento da UHR Frades II



Fonte: Voith (2019).

Nos Estados Unidos, surgiu o interesse de atualizar várias unidades de rotação fixa para a tecnologia de rotação variável, visando aumentar a flexibilidade operacional das usinas. Este interesse tem sido impulsionado, em parte, pelo aumento da penetração de recursos energéticos intermitentes, os quais devem ser contrabalanceados por recursos flexíveis.

Os “*upgrades*” de turbo-bombas e, sobretudo, de seus rotores têm sido realizados para otimizar o seu desempenho e maximizar os benefícios da operação com rotação variável. Conforme discutido no Capítulo 4 deste livro, a operação com rotação variável de turbo-bombas com capacidade superior a 80 MW-100 MW têm sido propiciada por máquinas de indução duplamente alimentadas (DFIM). Essas unidades requerem mais espaço físico no piso da casa de força e uma maior altura, de modo a permitir maior folga para o rotor, se comparadas às unidades de rotação fixa. Porém, nem sempre esse espaço está disponível nas centrais subterrâneas existentes. Além disso, os rotores das máquinas do tipo DFIM são até 30% mais pesados do que os rotores das máquinas síncronas utilizadas com turbo-bombas de velocidade fixa. Logo, as estruturas civis existentes precisam ser capazes de suportar as maiores tensões associadas à operação das unidades com velocidades variáveis (Argonne, 2014).

As principais vantagens da turbo-bomba de velocidade variável são: (i) proporcionar mais flexibilidade e maior eficiência nas opera-

ções de turbinamento e bombeamento; (ii) a capacidade de ajustar o consumo de energia durante o bombeamento, permitindo, por exemplo, responder a desvios de frequência e contribuir para a estabilidade do sistema; e (iii) aumentar a variação permitida das alturas de queda/elevação em que a UHR pode operar. Esta última vantagem é particularmente interessante para UHRs de ciclos mensais, sazonais e plurianuais, com grandes reservatórios. Assim, em vez de se aumentar a área inundada do reservatório superior, uma UHR com grande variação de queda pode armazenar grandes quantidades de água em um reservatório com pequena área inundada.

A Tabela 5 apresenta as variações de altura de queda observadas com diversos arranjos de máquinas hidráulicas e máquinas elétricas.

Tabela 5: Variações típicas de altura de queda em vários arranjos entre máquinas hidráulicas e máquinas elétricas em uma UHR

Tipos de arranjos entre máquinas hidráulicas e máquinas elétricas	Variação de altura de queda	Hmax/Hmin*
Turbo-bombas de rotação fixa	20%	1,2
Unidades ternárias de rotação fixa	20%	1,2
Turbo-bombas de rotação variável associadas a um DFIM**	30-50%	1,5 a 2
Turbo-bombas de rotação variável associadas a um ciclo-conversor, também conhecido como conversor direto	50-75%	2 a 4

* Relação entre altura de queda máxima (Hmax) e altura de queda mínima (Hmin).

** Máquina de indução duplamente alimentada.

Fonte: Rimpel *et al.* (2020).

A Tabela 6, abaixo, apresenta uma comparação entre sistemas de rotação variável e sistemas de rotação fixa. Destaca-se que uma vantagem importante das turbo-bombas de velocidade variável em sistemas com uma grande participação de geração intermitente de origem eólica ou solar é a possibilidade de entrada em operação das turbo-bombas, seja no modo geração seja no modo bombeamento, em curtíssimo prazo. Como a variabilidade da produção intermitente, sobretudo da geração eólica, não se limita a horários fora da ponta, a sua "suavização" é necessária em todos os momentos do dia.

Em períodos fora da ponta, quando as turbo-bombas normalmente estão bombeando, a carga representada por estas máquinas pode ser ajustada para se adequar às oscilações das gerações eólica e solar disponíveis na rede, suavizando tais oscilações. Já nos horários de ponta, quando as turbo-bombas em geral estão turbinando, sua geração pode ser ajustada às variações da demanda e da geração intermitente.

A tecnologia de rotação variável é vista como uma solução importante à confiabilidade da rede e aos desafios de integração de energia renovável, pois, à medida que as gerações eólica e solar aumentam para reduzir as emissões de CO₂, cresce a oportunidade de se introduzir turbo-bombas de rotação variável em todo o mundo. Destaca-se que esta opção permite aumentar o armazenamento indireto de energia elétrica, mediante o bombeamento de água de acordo com a energia disponível na rede, com a consequente redução da necessidade de despacho térmico no sistema.

Tabela 6: Dados comparativos entre sistemas de rotação variável e rotação fixa

	Sistema de rotação fixa	Sistema de rotação variável	Observações
Volume da barragem	Praticamente o mesmo		O sistema de rotação variável pode operar com um nível de água muito menor
Volume da caverna da casa de força	100%	105%	O sistema de rotação variável precisa de um pouco mais de espaço para o rotor e o sistema de excitação
Custo da turbina e do gerador (incluindo o sistema de excitação)	100%	140%	O sistema de rotação variável custa bem mais, devido aos custos maiores do rotor e do sistema de excitação
Eficiência da turbina	100%	0,5% de ganho para a potência máxima e 2,5% para cargas parciais	No modo turbina, a máquina com rotação variável pode alcançar sua melhor eficiência
Faixa de operação no modo geração	50-100%	30-100%	No sistema de rotação variável, a faixa de operação no modo geração é maior
Faixa de operação no modo bombeamento	Constante	70-100%	No sistema de rotação variável, a faixa de operação no modo bombeamento é ajustável
Tempo de resposta entre entrada e saída (operação normal)	0-100%/60s	0-100%/60s	O tempo de resposta depende das características da turbina
Tempo de resposta entre entrada e saída (transiente)	Impossível	20 MW/0,1s	O sistema de rotação variável realiza um controle rápido, convertendo rotação em energia

Fonte: Elaboração própria, a partir de Japan International Cooperation Agency (2012).

Por sua vez, a Tabela 7 apresenta características técnicas de algumas UHRs que empregam turbo-bombas de rotação variável em vários países do mundo.

Tabela 7: Características técnicas de UHRs com turbo-bombas de rotação variável

Nome da UHR	Nant de Drance	Linthal	Tehri	Goldisthal	Frades II
Localização (país)	Suíça	Suíça	Índia	Alemanha	Portugal
Rotação síncrona (rpm)	428,6	500	230,77	333	375
Varição máxima da rotação	±7%	±6%	±6%	+4%/-10%	+2%/-7%
Altura de queda/elevação bruta máxima (m) (a)	390	724	830	334,0	431,8
Altura de queda/elevação bruta mínima (m) (b)	250	560	740	279,2	413,64
(a)/(b)	1,56	1,29	1,12	1,20	1,04
Capacidade unitária de geração (MW)	157	250	255	265	383
Vazão de engolimento por turbina no modo geração (m ³ /s)	60	-	-	103	100
Dímetro do rotor (m)	6,009	4,230	-	4,593	4,52
Fabricantes das turbinas	Alstom (GE)	-	GE	Voith	Voith

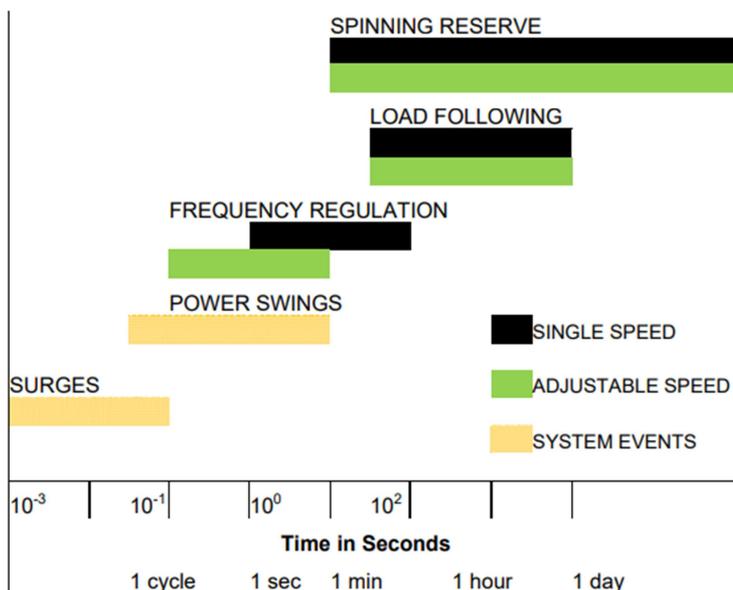
Fonte: Pérez-Díaz *et al.* (2014).

1.6.5. Realização de serviços auxiliares por usinas hidrelétricas reversíveis de rotação fixa e de rotação variável

Existem diversos tipos de serviços auxiliares que uma usina reversível pode oferecer, como reserva girante, acompanhamento da carga, regulação de frequência, tempo de resposta, *black start*, dentre outros.

Neste sentido, a Figura 29 apresenta os intervalos de tempo relativos em que ocorrem as várias funções de controle de um sistema de potência e os tempos de resposta que têm sido observados em máquinas de rotação fixa e rotação variável. Picos de sobretensão e oscilações de potência são eventos comuns em sistemas de potência elétrica e estão indicados, na Figura, como referência para os tempos de resposta das turbo-bombas.

Figura 29: Funções de controle dos sistemas de potência exercidas por turbo-bombas e seu tempo de execução



Fonte: MWH (2009).

A partir da análise da Figura, verifica-se que, com uma máquina de rotação variável, é possível se ter o benefício da reserva girante tanto nos modos de bombeamento como no de geração. Ademais, com estas máquinas pode-se realizar o acompanhamento de carga nos dois modos: bombeamento e geração.

Além da regulação adicional e da capacidade de acompanhamento da carga no modo de bombeamento, a turbo-bomba de rotação variável é mais rápida na regulação da frequência do sistema. Esta capacidade de resposta mais rápida deve-se ao fato de que, com uma turbo-bomba de rotação variável, a mudança no consumo é realizada por meios eletrônicos através do sistema de excitação, o que permite que a máquina acelere ou desacelere em milissegundos e injete ou absorva energia armazenada na inércia giratória da unidade.

Se a regulação de frequência for atribuída à turbo-bombas de velocidade variável, entende-se que deve ocorrer uma redução de custos para o sistema. Esta redução pode ser verificada na forma de diminuição do consumo de petróleo e de gás natural importados que seriam

utilizados por turbinas de combustão e por unidades de vapor para fornecer serviços de regulação de frequências.

1.6.6. Curto-circuito hidráulico

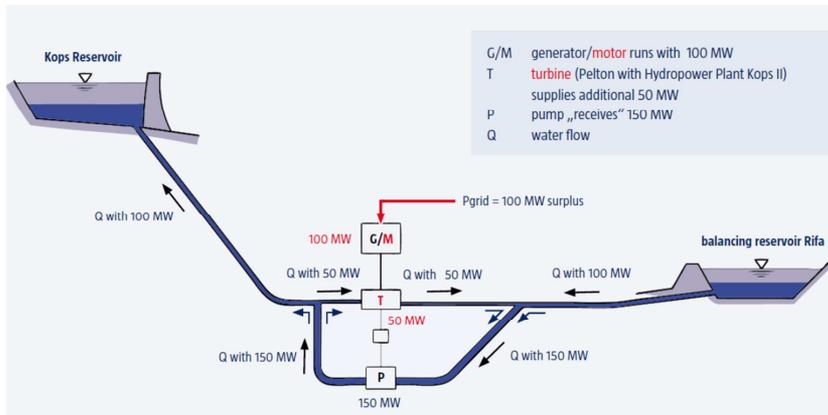
As UHRs que funcionam com sistemas ternários ou quaternários podem operar em curto-circuito hidráulico. Este tipo de operação é a única alternativa à rotação variável para se fazer controle de frequência da rede durante uma “operação de consumo de energia”. Ao se falar de curto-circuito hidráulico, propositalmente se adota o termo “operação de consumo de energia”, porque, neste tipo de operação, não ocorre somente o bombeamento, mas sim este simultâneo ao turbinamento.

Durante a operação em curto-circuito hidráulico, o bombeamento acontece com potência constante e o turbinamento com potência controlada de acordo com a necessidade do sistema para manter a frequência ajustada. Ou seja, o consumo líquido de energia pela UHR é controlado pelo ajuste da potência no sistema de turbinamento. Da mesma forma, a vazão que enche o reservatório superior da UHR é a diferença entre a vazão bombeada e a vazão turbinada.

Teoricamente, a operação em curto-circuito hidráulico também pode ser realizada em UHRs com sistemas binários, desde que tenham, pelo menos, dois conjuntos de turbinas reversíveis. Neste caso, o curto-circuito hidráulico pode ser executado com uma máquina operando como turbina e outra como bomba.

A Figura 30 ilustra o esquema de uma UHR com conjunto ternário operando em curto-circuito hidráulico. No exemplo, a bomba opera com potência fixa de 150 MW. Já a turbina gera 50 MW de potência, de modo que o consumo líquido da UHR seja de 100 MW, ou seja, menos do que a potência nominal da bomba.

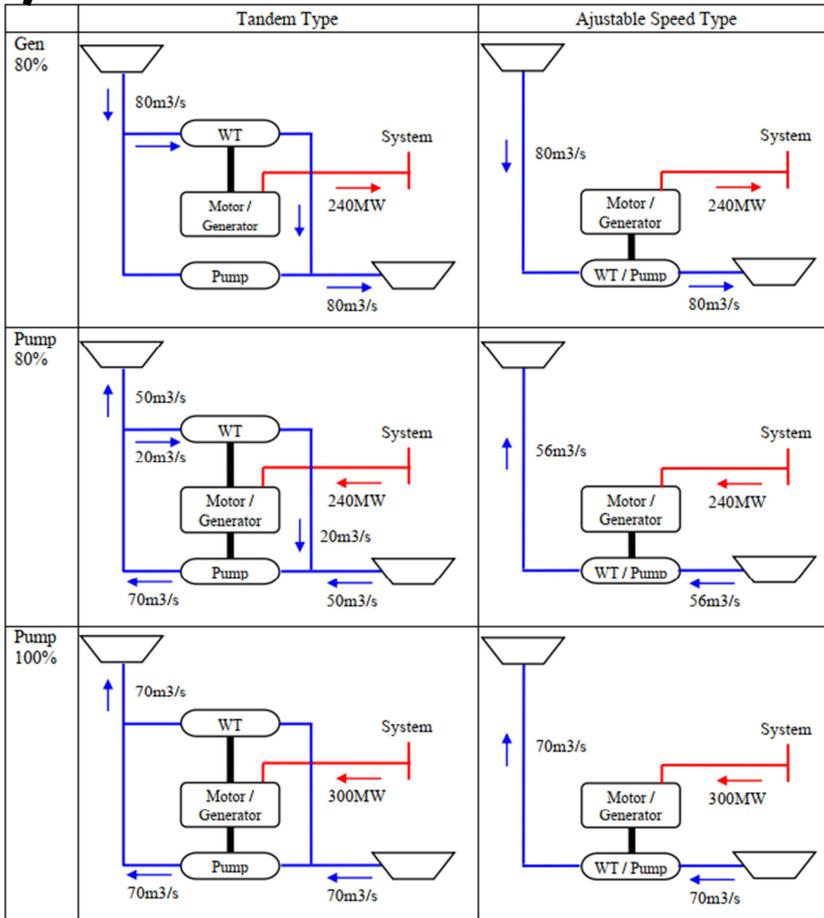
Figura 30: Operação em curto-circuito hidráulico



Fonte: Pérez-Díaz *et al.* (2014).

A Figura 31 compara a operação de uma UHR de 300 MW que utiliza uma configuração ternária à mesma usina com máquinas de rotação variável, em três situações: gerando com 80% da capacidade, bombeando com 80% da capacidade e bombeando com 100% da capacidade.

Figura 31: Comparação da operação de uma UHR de 300 MW utilizando um conjunto ternário e empregando máquinas de velocidade variável, em três situações



Fonte: Japan International Cooperation Agency (2012).

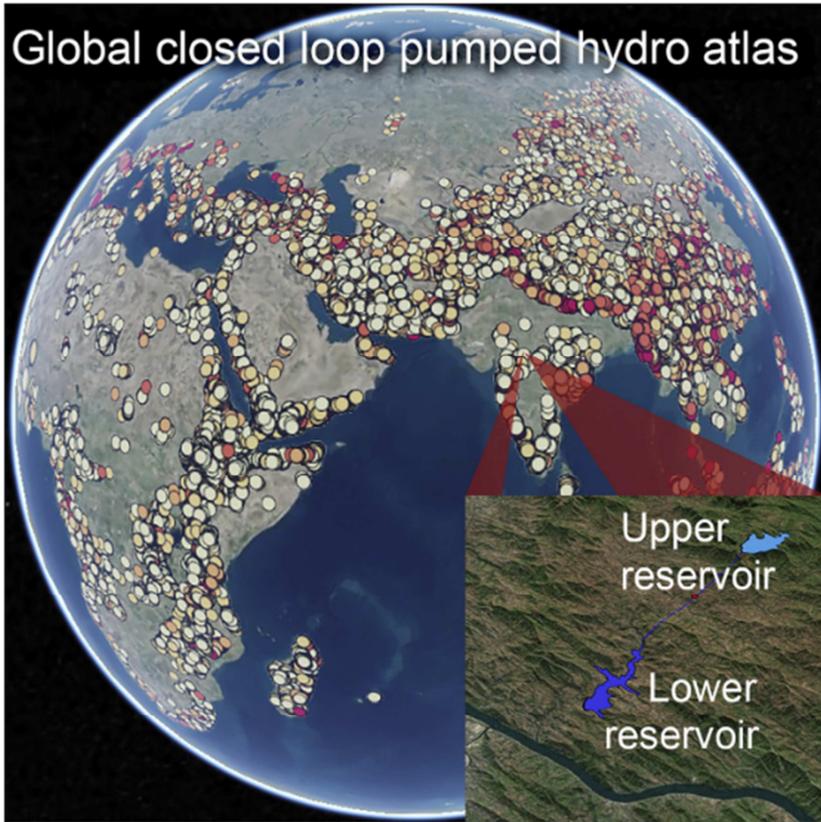
1.7. Potencial mundial para usinas hidrelétricas reversíveis

Existem várias pesquisas que exploram o potencial global para UHRs em todo o mundo e, nesta seção, são descritos três esforços de mapeamento. O modelo AREMIS identificou 616.000 UHRs de circuito fechado potencialmente viáveis, totalizando 23 PWh de armazena-

mento energético (Stocks e Blakers, 2018; Stocks *et al.*, 2020; Lu *et al.*, 2018). O modelo fornece uma identificação virtual de reservatórios potenciais, com foco em UHRs com 100 metros a 800 metros de altura de queda para armazenamento energético de 15 GWh. Os custos de CAPEX são estimados em função da altura de queda, relação água/volume da barragem, bem como potência e distância entre o reservatório superior e inferior. Ele também retém e classifica bons projetos, removendo do banco de dados aqueles que se sobrepõem a custos mais altos.

A Australian National University está prestes a lançar novos mapas baseados no modelo, sendo que, em um deles, o reservatório inferior é um corpo d'água existente, como reservatório, lago ou oceano, e, em outro, são utilizadas minas abandonadas como reservatórios superiores ou inferiores. A Figura 32 ilustra um resultado do *software* AREMIS, que indica, para uma UHR proposta, seus reservatórios superior e inferior e o túnel que os conecta.

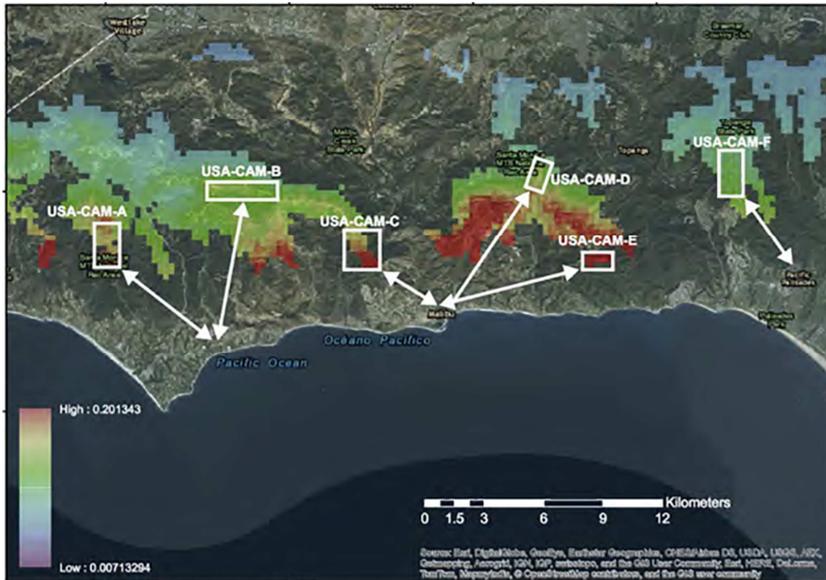
Figura 32: Mapeamento de potencial de UHRs pelo modelo AREMIS, mostrando a representação dos reservatórios superior e inferior e o túnel de uma UHR proposta



Fonte: Stocks e Blakers (2018) e Stocks *et al.* (2020).

O resultado do modelo utilizado para estimar o potencial mundial do sistema ORUHR (Slocum *et al.*, 2016) é apresentado na Figura 33. Este modelo estima o potencial de ORUHRs combinando a distância da costa (comprimento do túnel), a altitude (alturas de queda disponíveis para geração) e a inclinação da topografia (locais adequados).

Figura 33: Potencial do sistema ORUHR em região costeira da Califórnia, EUA



Fonte Slocum *et al.* (2016).

Recentemente, um modelo do International Institute for Applied System Analysis (IIASA) para mapeamento de potencial de UHRs identificou 4 milhões de projetos de UHRs sazonais em todo o mundo, de ciclo aberto e conectados a rios de grande vazão. Destaca-se que, a partir do modelo, foi encontrado um potencial de armazenamento energético de 17,3 PWh, a custos unitários de armazenamento abaixo de 50 US\$/MWh, chegando a até 1,8 US\$/MWh, na Bacia do Rio Indus. Os fatores de capacidade de geração de muitos projetos eram elevados, na faixa de 30% a 40% e as UHRs mapeadas podem operar em ciclos diários, semanais, mensais e sazonais (Hunt *et al.*, 2020).

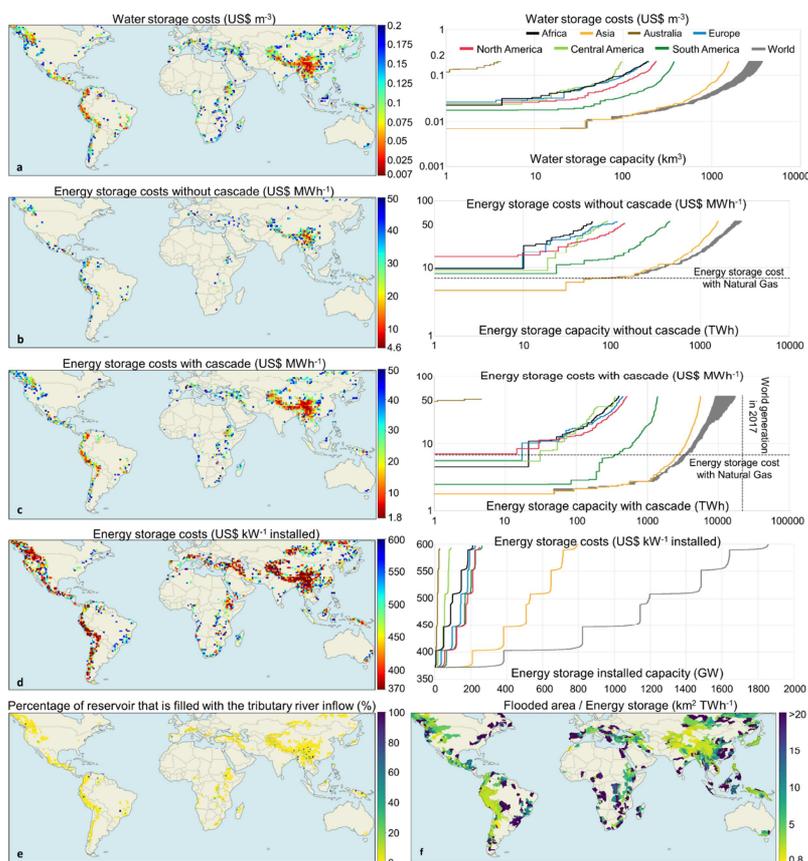
A Figura 34 apresenta os custos de armazenamento energético e hídrico em todo o mundo e as curvas de capacidade de armazenamento energético e hídrico em diferentes continentes, enquanto que a Figura 35 apresenta detalhes de custos modais das UHRs sazonais mapeadas pelo modelo do IIASA.

Atualizações do modelo da IIASA estão em andamento, como a inclusão de projetos diários, semanais, mensais, sazonais e plurianuais, incluindo UHRs de ciclo aberto, fechado e do tipo *pump-back*. Melhorias no modelo contemplam o acréscimo dos custos de linhas de

transmissão, novos dados hidrológicos, geração hidrelétrica convencional associada a UHRs e inclusão de restrições sociais e ambientais.

Destaca-se que Julian Hunt, um dos autores deste livro, está atualmente liderando um esforço para mapear o potencial de UHRs em todo o mundo, como parte das atividades do Fórum Internacional de UHRs, organizado pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos e pela Associação Internacional de Hidrelétricas (Sandia National Laboratories, 2020).

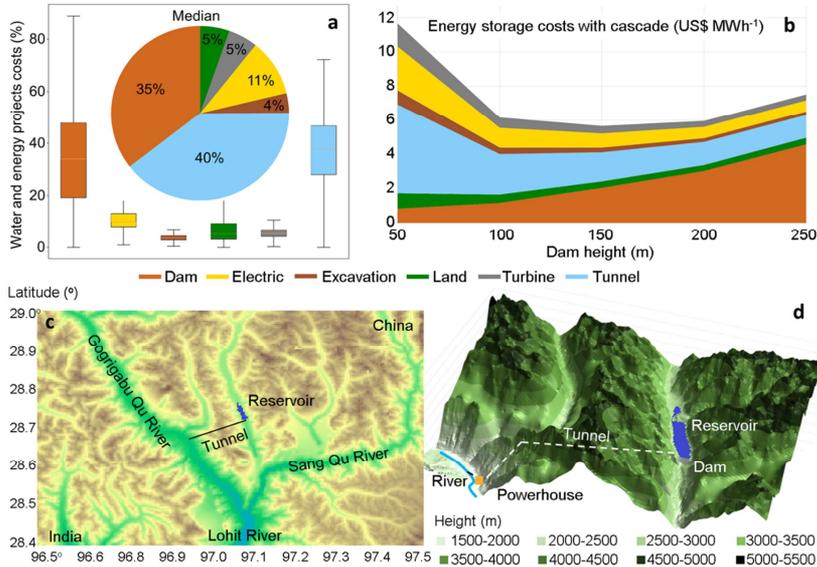
Figura 34: UHRs sazonais no mundo



Legenda: a) custos unitários de armazenamento hídrico, em US\$/m³ vs. capacidade em km³; b) custos unitários do armazenamento energético sem considerar usinas em cascata, em US\$/MWh, vs. capacidade de armazenamento, em TWh; c) custos unitários do armazenamento energético considerando usinas em cascata, em US\$/MWh, vs. capacidade de armazenamento, em TWh; d) custos unitários da capacidade de geração, em US\$/kW, vs. capacidade instalada, em GW; e) porcentagens da capacidade dos reservatórios de UHRs sazonais preenchidas com a afluência natural dos rios; e f) quociente entre a área inundada pelos reservatórios das UHRs e sua capacidade de armazenamento energético

Fonte: Hunt *et al.* (2020).

Figura 35: Custos e visualizações de projetos de UHRs sazonais



Legenda: a) distribuição dos custos de construção de uma UHR sazonal típica; b) variação do custo unitário de armazenamento energético considerando a cascata de usinas, em US\$/MWh, com a altura da barragem do projeto ilustrado na Figura 35 (c); c) mapa topográfico de um projeto de UHR no Tibete, China, destacando seu túnel em preto e seu reservatório em roxo; e d) ampliação do projeto de UHR da Figura 35 (c) Fonte Hunt *et al.* (2020).

Referências Bibliográficas

- Albadi, M. H.; Al-Busaidi, A. S.; El-Saadany, E. F. Seawater PHES to facilitate wind power integration in dry coastal areas – Duqm case study. *Int J Renew Energy Res* 2017;7:1363–75.
- Andrews, R. El Hierro third quarter 2018 performance update. Energy, Environment and Policy. Disponível em: <http://euanmearns.com/el-hierro-third-quarter-2018-performance-update/>.
- Argonne National Laboratory. Pumped Storage Hydropower: Benefits for Grid Reliability and Integration of Variable Renewable Energy. 2014.
- Barbosa, P.; Adelaide, M.; Bajay, S.; Yasuoka, J.; Pinheiro, V. Usinas hidrelétricas reversíveis combinadas com hidrelétricas em cas-

- cata e seus benefícios para a gestão do setor elétrico brasileiro. Rio de Janeiro: 2020.
- Barbour, E.; Wilson I. A. G.; Radcliffe, J.; Ding, Y.; Li, Y. A review of pumped hydro energy storage development in significant international electricity markets. *Renew Sustain Energy Rev* 2016;61:421–32. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.04.019>.
- Berrada, A.; Loudiyi, K.; Zorkani, I. System design and economic performance of gravity energy storage. *J Clean Prod* 2017;156:317–26. Disponível em: <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.04.043>.
- Blakers, A.; Lu, B.; Stocks, M. 100% renewable electricity in Australia. *Energy* 2017;133:471–82. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.05.168>.
- BloombergNEF. Energy Storage is a \$620 Billion Investment Opportunity to 2040 2020. Disponível em: <https://about.bnef.com/blog/energy-storage-620-billion-investment-opportunity-2040/>.
- Bueno, C.; Carta, J. A. Wind powered pumped hydro storage systems, a means of increasing the penetration of renewable energy in the Canary Islands. *Renew Sustain Energy Rev* 2006;10:312–40. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2004.09.005>.
- Butera, G.; Jensen, S. H.; Clausen, L. R. A novel system for large-scale storage of electricity as synthetic natural gas using reversible pressurized solid oxide cells. *Energy* 2019;166:738–54. Disponível em: <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.10.079>.
- Canales, F. A.; Beluco, A.; Mendes, C. A. B. Usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil e no mundo: Aplicação e perspectivas. *Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental*, 19 (2): 1230-1249, 2015.
- Chazarra, M.; Pérez-Díaz, J. I.; García-González, J. Deriving optimal end of day storage for pumped-storage power plants in the joint energy and reserve day-ahead scheduling. *Energies* 2017;10. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en10060813>.
- Datry, T.; Boulton, A.; Bonada, N.; Fritz, K.; Leigh, C.; Sauquet, E. *et al.* Flow intermittence and ecosystem services in rivers of the Anthropocene. *J Appl Ecol* 2017:1–12.
- Deane, J. P.; Gallachóir, B. P. Ó.; McKeogh, E. J. Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant. *Renew Sustain Energy Rev* 2010;14:1293–302. Disponível

- em:
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.11.015>.
- Dong, Z.; Tan, J.; Muljadi, E.; Nelms, R.; St-Hilaire, A.; Pevarnik, M. *et al.* Developing of Quaternary Pumped Storage Hydropower for Dynamic Studies. *IEEE Trans Sustain Energy* 2020;1. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TSTE.2020.2980585>.
- Fitzgerald, J. P. Operation of seneca pumped storage plant. *IEEE Trans Power Appar Syst* 1973;PAS-92:1510–6. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TPAS.1973.293695>.
- Ghorbani, N.; Makian, H.; Breyer, C. A GIS-based method to identify potential sites for pumped hydro energy storage – Case of Iran. *Energy* 2019;169:854–67. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.12.073>.
- Gorona Del Viento El Hierro S.A. Wind-Pumped Hydro. Disponível em: <http://www.goronadelviento.es/en/wind-pumped-hydro/>.
- Grill, G.; Lehner, B.; Lumsdon, A.; MacDonald, G.; Zarfl, C.; Liermann, C. An index-based framework for assessing patterns and trends in river fragmentation and flow regulation by global dams at multiple scales. *Environ Res Lett* 2015;10.
- Grumet, T. This Unique Combo of Wind and Hydro Power Could Revolutionize Renewable Energy. *GE Reports* 2016.
- Heindl-Energy. Gravity Storage 2019.
- Huertas-Hernando, D.; Farahmand, H.; Holttinen, H.; Kiviluoma, J.; Rinne, E.; Söder, L. *et al.* Hydro power flexibility for power systems with variable renewable energy sources: an IEA Task 25 collaboration. *Wiley Interdiscip Rev Energy Environ* 2017;6:e220. Disponível em: <https://doi.org/10.1002/wene.220>.
- Hunt, J.; Byers, E.; Riahi, K.; Langan, S. Comparison between seasonal pumped-storage and conventional reservoir dams from the water, energy and land nexus perspective. *Energy Convers Manag* 2018;116:385–401.
- Hunt, J.; Byers, E.; Wada, Y.; Parkinson, S.; Gernaat, D.; Langan, S. *et al.* Global resource potential of seasonal pumped-storage for energy and water storage. *Nat Commun* 2020;11:Article number: 947.
- Hunt, J.; Freitas, M. A. V.; Junior, A. O. P. Enhanced-Pumped-Storage: Combining pumped-storage in a yearly storage cycle with dams in cascade in Brazil. *Energy* 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.10.038>.

- Hunt, J.; Freitas, M. A. V.; Junior, A. O. P. A review of seasonal pumped-storage combined with dams in cascade in Brazil. *Renew Sustain Energy Rev* 2017;70. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.255>.
- Hunt, J.; Zakeri, B.; Lopes, R.; Barbosa, P. S. F.; Nascimento, A.; Castro, N. J. *et al.* Existing and new arrangements of pumped-hydro storage plants. *Renew Sustain Energy Rev* 2020;129:109914.
- International Hydropower Association. Pumped Storage Tracking Tool. Disponível em: <https://www.hydropower.org/hydropower-pumped-storage-tool>, consultado em 10/01/2021.
- International Hydropower Association. International Forum on Pumped Storage Hydropower. IHA 2020. Disponível em: <https://www.hydropower.org/pumped-storage-forum>.
- Ioakimidis, C. S.; Genikomsakis, K. N. Integration of seawater pumped-storage in the energy system of the Island of São Miguel (Azores). *Sustain* 2018;10. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/su10103438>.
- Japan International Cooperation Agency. Feasibility Study on Adjustable Speed. Pumped Storage Generation Technology. 2012.
- Keen, K. As battery costs plummet, lithium-ion innovation hits limits, experts say. *S&P Glob* 2020. Disponível em: <https://www.spglobal.com/marketintelligence/en/news-insights/latest-news-headlines/as-battery-costs-plummet-lithium-ion-innovation-hits-limits-experts-say-58613238>.
- Lu, B.; Stocks, M.; Blakers, A.; Anderson, K. Geographic information system algorithms to locate prospective sites for pumped hydro energy storage. *Appl Energy* 2018;222:300–12. Disponível em: <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.03.177>.
- Martins, T. M G. M. Avaliação técnico-económica de aproveitamentos hidroelétricos – Foz Tua Dissertação de mestrado integrado em engenharia electrotécnica e de computadores, Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto, Porto, Portugal, 2014.
- Matos, C. R.; Carneiro, J. F.; Silva, P. P. Overview of Large-Scale Underground Energy Storage Technologies for Integration of Renewable Energies and Criteria for Reservoir Identification. *J Energy Storage* 2019;21:241–58. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.est.2018.11.023>.
- Menéndez, J.; Loredó, J.; Galdo, M.; Fernández-Oro, J. M. Energy storage in underground coal mines in NW Spain: Assessment of an

- underground lower water reservoir and preliminary energy balance. *Renew Energy* 2019;134:1381-91. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.09.042>.
- Muñoz, A.; Garcia, M.; Gerlich, M. Overview of storage technologies. 2016.
- MWH. Technical Analysis of Pumped Storage and Integration with Wind Power in the Pacific Northwest. 2009.
- Nadler, H. Hydropower pump-back projects/perspectives. Southwest. Fed. Hydropower Conf., Tulsa, Oklahoma: n.d.
- Newbery, D. Shifting demand and supply over time and space to manage intermittent generation: The economics of electrical storage. *Energy Policy* 2018;113:711-20. Disponível em: <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.11.044>.
- Northland Power. Marmora Pumped Storage 2018.
- Northwestern Energy. Electricity supply resource procurement plan: comments before the Montana public service commission. 2019.
- Nunes, A. C.; Moreira, A. P.; Sarmiento, C.; Teixeira, F. B.; Duarte, F.; Portal, N.; Cavaco, T.; Mendes, V. Usinas Reversíveis - A experiência da EDP em Portugal, apresentação realizada em 11 de dezembro de 2019 na cidade do Porto, em Portugal.
- Palizban, O.; Kauhaniemi, K. Energy storage systems in modern grids - Matrix of technologies and applications, *Journal of Energy Storage* 6 (2016) 248-259.
- Peltier, R. Kannagawa hydropower plant, Japan. *Power* 2006;150:54-8.
- Pérez-Díaz, J. I.; Cavazzini, G.; Blázquez, F.; Platero, C.; Fraile-Ardanuy, J.; Sánchez, J. A.; Chazarra, M. Technological developments for pumped-hydro energy storage, Technical Report, Mechanical Storage Subprogramme, Joint Programme on Energy Storage, European Energy Research Alliance, May 2014.
- Portero, U.; Velázquez, S.; Carta, J. A. Sizing of a wind-hydro system using a reversible hydraulic facility with seawater. A case study in the Canary Islands. *Energy Convers Manag* 2015;106:1251-63. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.10.054>.
- Puchta, M.; Bard, J.; Dick, C.; Hau, D.; Krautkremer, B.; Thalemann, F. *et al.* Development and testing of a novel offshore pumped storage concept for storing energy at sea - Stensea. *J Energy Storage* 2017;14:271-5. Disponível em: <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.est.2017.06.004>.
- Pujades, E.; Jurado, A.; Orban, P.; Dassargues, A. Parametric assessment of hydrochemical changes associated to underground

- pumped hydropower storage. *Sci Total Environ* 2019;659:599–611. Disponível em:
<https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2018.12.103>.
- Pujades, E.; Orban, P.; Bodeux, S.; Archambeau, P.; Erpicum, S.; Dassargues, A. Underground pumped storage hydropower plants using open pit mines: How do groundwater exchanges influence the efficiency? *Appl Energy* 2017;190:135–46. Disponível em:
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.093>.
- Pujades, E.; Willems, T.; Bodeux, S.; Orban, P.; Dassargues, A. Underground pumped storage hydroelectricity using abandoned works (deep mines or open pits) and the impact on groundwater flow [Hydroélectricité par pompage-turbinage en utilisant des excavations souterraines abandonnées (mines profondes ou carrières) et. *Hydrogeol J* 2016;24:1531–46. Disponível em:
<https://doi.org/10.1007/s10040-016-1413-z>.
- Rimpel, A.; Krueger, K.; Wang, Z.; Li, X.; Palazzolo, A.; Kavosi, J. *et al.* Mechanical energy storage. *Therm. Mech. Hybrid Chem. Energy Storage Syst.*, London: 2020.
- Sandia National Laboratories. DOE OE Global Energy Storage Database. USA Dep Energy 2020. Disponível em:
<https://www.sandia.gov/ess-ssl/global-energy-storage-database-home/>.
- Slocum, A. H.; Haji, M. N.; Trimble, A. Z.; Ferrara, M.; Ghaemsaïdi, S. J. Integrated Pumped Hydro Reverse Osmosis systems. *Sustain Energy Technol Assessments* 2016;18:80–99. Disponível em:
<https://doi.org/10.1016/j.seta.2016.09.003>.
- Solvang, E.; Charmasson, J.; Sauterlaute, J.; Harby, A.; Killingtveit, Å.; Egeland, H. *et al.* Norwegian hydropower for large scale electricity balancing needs – Pilot study of technical, environmental and social challenges. SINTEF Energy Research. Trondheim: 2014.
- Spitzer, F.; Penninger, G. Pumped Storage Power Plants – Different Solutions for Improved Ancillary Services through Rapid Response to Power Needs. *HydroVision*. 2008.
- Stocks, M.; Blakers, A. Australian Renewable Energy Mapping Infrastructure (AREMIS). Aust Renew Energy Agency 2018. Disponível em:
<https://nationalmap.gov.au/renewables/#share=s-oDPMo1jDBBtwBNhD>.
- Stocks, M.; Stocks, R.; Lu, B.; Cheng, C.; Blakers, A. Global Atlas of Closed Loop Pumped Hydro Energy Storage. *Joule* 2020:19.

- Viadero, R.; Rehbein, M.; Singh, A. Hydropower on the Mississippi River. Rais. Grade Up. Mississippi River – Hydro Potential Mississippi River, Moline, IL: 2017.
- Voith. Planejamento de Usinas Reversíveis Tópicos Relevantes. 2018.
- Voith. Recent Developments of Hydropower Machines for Pumped Storage Projects. 2019.
- Wagner, B.; Hauer, C.; Schoder, A.; Habersack, H. A review of hydropower in Austria: Past, present and future development. *Renew Sustain Energy Rev* 2015;50:304–14. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.169>.
- Winde, F.; Kaiser, F.; Erasmus, E. Exploring the use of deep level gold mines in South Africa for underground pumped hydroelectric energy storage schemes. *Renew Sustain Energy Rev* 2017;78:668–82. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.116>.
- Winemiller, K. O.; McIntyre, P. B.; Castello, L.; Fluet-Chouinard, E.; Giarrizzo, T.; Nam, S. *et al.* Balancing hydropower and biodiversity in the Amazon, Congo, and Mekong. *Science* (80-) 2016;351:128–9. Disponível em: <https://doi.org/10.1126/science.aac7082>.

Capítulo 2

Experiência Internacional de Usinas Hidrelétricas Reversíveis: Aspectos Tecnológicos do Projeto e da Operação

*Sergio Valdir Bajay
Paulo Sergio Barbosa
Mirian Adelaide
Jorge Yasuoka
Vinícius Pinheiro.*

Neste capítulo, são apresentados os resultados de uma ampla revisão da literatura internacional sobre usinas hidrelétricas reversíveis (UHRs), abordando aspectos tecnológicos de projeto e operativos. Para fins ilustrativos, a seleção incluiu UHRs da Europa (Alemanha, Espanha, Portugal e Suíça), da Ásia (Japão e Índia) e dos Estados Unidos. Tais países possuem um número significativo de UHRs, com diferentes características quanto ao porte, ao arranjo de projeto e à data de início de operação.

Em cada país selecionado, são abordados o contexto histórico do desenvolvimento da indústria de energia elétrica, a evolução da matriz energética e elétrica, a hidroeletricidade e os fatores responsáveis pelo início e pelo desenvolvimento local das UHRs. Verifica-se que a grande maioria das usinas tem tecnologia tradicional, com velocidade fixa, turbina Francis e ciclo aberto. Contudo, alguns projetos mais recentes têm optado por turbinas de velocidade variável, em razão das boas propriedades quanto à flexibilidade operativa e à operação em pontos de maior eficiência.

Quanto ao ciclo de uso da água, a maioria das usinas construídas fez a opção por ciclo aberto, muitas das quais utilizando reservatórios já existentes. No que diz respeito às usinas mais recentes, situadas em locais com maiores restrições ambientais, opta-se pelo ciclo fechado, com mínimas interferências diárias ou sazonais no ciclo natural de circulação da água em seu curso, pois os ciclos de bombeamento e

turbinamento são realizados em circuito separado e dedicado ao funcionamento da UHR.

A análise de cada país é concluída com a seleção de algumas usinas específicas para melhor caracterização dos parâmetros técnicos, boa parte das quais caracterizada pela construção mais recente.

Além desta introdução, o presente capítulo está dividido em três seções. A Seção 2.1 apresenta as principais razões que motivaram a inserção das UHRs no parque gerador dos países selecionados, assim como provê informações sobre a sua tipologia. Os diversos arranjos possíveis de projetos de UHRs são ilustrados na Seção 2.2, através de uma análise tecnológica detalhada de tais usinas em vários países. Na Seção 2.3, por fim, são discutidos os aspectos operacionais das UHRs, observando tais características em usinas selecionadas e o papel desempenhado por elas na operação do parque gerador de alguns países.

2.1. Inserção de usinas hidrelétricas reversíveis em países selecionados

As razões que motivaram os países a investirem em usinas hidrelétricas reversíveis (UHRs), bem como a época em que suas construções ocorreram, são fatores de grande influência na concepção do arranjo e das tecnologias utilizadas. De forma geral, as principais motivações para construir UHRs foram as necessidades de (i) complementação de fontes com baixa capacidade de geração em rampa, como usinas nucleares, termelétricas a carvão e hidrelétricas a fio d'água, (ii) complementação de fontes intermitentes, como usinas eólicas e fotovoltaicas, e (iii) regularização sazonal de disponibilidade hídrica.

Naturalmente, existem casos em que ocorre a combinação de mais de um motivador para a construção de uma UHR. Além disso, verificam-se, também, situações em que foram necessários *retrofits* de UHRs que foram construídas com um determinado propósito, mas que precisaram ser adaptadas a novas necessidades dos sistemas elétricos nos quais estão inseridas. Apesar de as UHRs terem sido construídas por diferentes razões, atualmente a prioridade em todos os países que adotam esta tecnologia é a complementação de fontes intermitentes, que crescem rapidamente praticamente no mundo.

Nos Estados Unidos, o investimento em UHRs pode ser dividido em três momentos. No início do Século XX, foi construída a UHR Rocky River, de 29 MW, para complementar usinas termelétricas e

hidrelétricas a fio d'água na região nordeste do país. Entre os anos 1950 e o início dos anos 1990, foi construída a maior parte das UHRs no país, com a finalidade de elevar a flexibilidade de geração de seus sistemas elétricos, que eram compostos, principalmente, por usinas inflexíveis (centrais termelétricas a carvão e term nucleares). Durante esse período, foi construída a grande maioria das UHRs do país (37 usinas, totalizando 22,6 GW de potência instalada). Um terceiro momento se iniciou na década de 2010, quando a motivação para a construção das UHRs passou a ser não apenas melhorar a flexibilidade de sistemas compostos por usinas termelétricas inflexíveis, como, também, mitigar a intermitência e a imprevisibilidade das fontes renováveis alternativas que crescem rapidamente nos EUA.

No Japão, a partir da segunda metade da década de 1960, a geração de eletricidade, que era baseada, principalmente, em geração hidrelétrica, passou a ser substituída por usinas termelétricas e nucleares. Em 1973, mais de 60% das usinas que geravam eletricidade no país eram alimentadas por óleo combustível. Assim, a dependência do petróleo, cujo preço subia rapidamente, questões ambientais e a necessidade de importação de energia de outros países (já que o país é uma ilha isolada) fizeram com que o Japão iniciasse a diversificar sua matriz, investindo principalmente em usinas nucleares.

Nos anos 1970, com uma matriz composta majoritariamente por fontes inflexíveis, o país começou a investir em UHRs para complementação destas fontes. No entanto, recentemente, a maior parte das usinas nucleares do país está sendo desativada, dando lugar a usinas eólicas e fotovoltaicas. Estas, além de inflexíveis, são intermitentes e pouco previsíveis, trazendo a necessidade de UHRs ainda mais flexíveis. Por estes motivos, o Japão volta a investir em UHRs (ou a adaptar usinas existentes) no Século XXI, agora, porém, com tecnologias que as tornam mais adequadas para complementar fontes intermitentes, como máquinas de rotação variável.

A Suíça é um país com grande vocação para geração hidrelétrica, devido à sua disponibilidade hídrica e característica topográfica. No país, a maior parte das UHRs foi construída entre as décadas de 1960 e 1970, quando mais da metade da sua energia ainda era gerada por fontes hidrelétricas. Neste contexto, a principal função das UHRs era aproveitar melhor a hidrologia da região, principalmente através da transposição de bacias e da utilização da água de degelo para enchimento de reservatórios. Atualmente, a Suíça segue a tendência internacional de investir em UHRs mais flexíveis para complementa-

ção de fontes intermitentes, tendo inaugurado três usinas na última década.

Tanto em Portugal como na Espanha, até o início dos anos 1990, as UHRs tinham a finalidade de complementar centrais termelétricas, operando com tradicionais ciclos diários. Uma diferença entre os dois países é que a maior parte do investimento em UHRs é recente em Portugal, enquanto que a Espanha construiu a maioria de suas usinas deste tipo no século passado.

Portugal possui 12 UHRs operando atualmente e uma está em construção. Das centrais que estão operando, quatro foram construídas até o início dos anos 1990 e as oito restantes foram comissionadas no atual século. Destaca-se que todas as UHRs portuguesas operam em ciclo aberto, tendo sido projetadas para otimizar a cascata de usinas hidrelétricas convencionais e reversíveis a jusante.

Já na Espanha, 19 das 21 UHRs do país foram construídas até o início dos anos 1990 e as outras duas começaram a operar na década passada. Das 21 UHRs espanholas, 14 operam segundo um ciclo aberto e sete de acordo com um ciclo fechado.

Dentre as UHRs portuguesas e espanholas, somente duas em cada país possuem capacidade instalada de geração superior a 700 MW. Ademais, quatro das 13 UHRs portuguesas e sete das 21 UHRs espanholas possuem alturas de queda iguais ou superiores a 400 metros.

Na Alemanha, a construção de UHRs apresentava a finalidade de complementar a geração de fontes inflexíveis com ciclos diários de operação. No final dos anos 1980, houve uma interrupção neste tipo de investimentos e, mais recentemente, apenas a UHR Goldisthal foi comissionada, em 2003. Esta usina possui características diferentes das demais construídas anteriormente, já demonstrando que o seu principal objetivo é a complementação de fontes intermitentes, que crescem rapidamente no país. A UHR Goldisthal, além de ser a primeira com máquinas de velocidade variável no país, possui 1.060 MW de potência, enquanto somente duas das 24 UHRs construídas na Alemanha no século passado ultrapassam 500 MW.

2.2. Usinas hidrelétricas reversíveis selecionadas para ilustração de opções tecnológicas

Foi selecionado, para análise nesta seção, um conjunto de UHRs localizadas em diversos países, com o objetivo de ilustrar os aspectos construtivos e de operação deste tipo de central hidrelétrica. Esta sele-

ção buscou identificar tecnologias diversificadas, incluindo máquinas de rotação fixa ou variável, diferentes ciclos operacionais (diário, semanal e sazonal) e condições quanto à reversibilidade total (ciclo fechado) ou parcial (ciclo aberto).

Para algumas destas usinas, são apresentados dados operacionais, enquanto que, para outras centrais, tais informações somente foram obtidas para o conjunto de UHRs no país, e não por usina.

2.2.1. UHR Goldisthal

A UHR Goldisthal, localizada no Rio Schwarza, na Alemanha, possui 1.060 MW de capacidade instalada e é o maior projeto hidrelétrico do país. A inovação mais importante no desenho desta central é ter sido a primeira aplicação de turbo-bomba de rotação variável em uma usina hidrelétrica na Europa. Este tipo de máquina, que pode adaptar seu bombeamento de forma flexível conforme as necessidades dos operadores dos sistemas elétricos, só havia sido instalado, anteriormente, no Japão.

A construção da usina teve início em setembro de 1997, com sua entrada em operação comercial em outubro de 2004. A UHR Goldisthal é um importante componente de geração da Vattenfall Europe Generation AG & Co.KG, proprietária da usina, especialmente por fornecer serviços auxiliares para a rede de transmissão. A Figura 1 mostra uma vista aérea desta UHR.

Figura 1: Vista aérea da UHR Goldisthal



Fonte: Voith (2006).

Duas das quatro turbo-bombas de eixo vertical estão conectadas a geradores-motores assíncronos, de rotação variável. Este arranjo oferece vários benefícios para a Vattenfall Europe. Assim, além de flexibilidade na operação de bombeamento, estas unidades propiciam uma maior eficiência na geração em condições de carga parcial e um alto controle dinâmico da energia fornecida para estabilização da rede.

Os principais dados técnicos e de custo de construção da UHR Goldisthal estão indicados a seguir:

- Capacidade instalada: 1.060 MW;
- Comissionamento: 2004;
- Tempo de descarga: 8 horas;
- Turbo-bombas: 4 x 265 MW do tipo Francis – duas de rotação fixa e duas de rotação variável;
- Altura de queda: 301,65 metros;
- Rotação síncrona: 333 rpm (+4%/-10% para as turbo-bombas de rotação variável);
- Vazão de engolimento por máquina no modo turbina: 101 m³/s;
- Vazão de engolimento por máquina no modo bomba: 80 m³/s;
- Submersão: 58 metros;
- Proprietário: Vattenfall;

- Tipo: *Open-loop*;
- Volume útil do reservatório superior: 12 hm³;
- Volume útil do reservatório inferior: 18,9 hm³;
- Energia armazenável: 8.500 MWh; e
- Custo da construção: € 620 milhões.

Em 1990, a empresa Vereinigte Energiewerke AG (VEAG), antecessora da Vattenfall Europe, iniciou os procedimentos de planejamento e permissão para desenvolver o projeto Goldisthal. A empresa propôs a instalação de quatro unidades geradoras, sendo que o arranjo mais vantajoso envolvia a combinação da tecnologia convencional, que utiliza geradores-motores síncronos, com a tecnologia de rotação variável, com geradores-motores assíncronos. Tal decisão foi baseada nas motivações expostas a seguir.

Em primeiro lugar, os cálculos indicaram que a empresa precisava de cerca de 200 MW de potência controlada na operação de bombeamento, o que estava dentro da faixa de controle de duas unidades de rotação variável. Além disso, as máquinas assíncronas não conseguem reiniciar o sistema durante uma queda de energia e precisam de suporte da rede para começar a operar. Conseqüentemente, as unidades convencionais seriam necessárias no caso de falta de energia (*blackout*). Por fim, como não se tinha na Europa, à época, experiência na operação de grandes unidades de rotação variável, a VEAG considerou a instalação apenas de máquinas deste tipo muito arriscada.

Com relação ao desenvolvimento da construção do projeto, em 2001, foi finalizado o reservatório inferior e, em 2002, o reservatório superior. Em 2003, foram comissionadas ambas as máquinas síncronas e, em 2004, ambas as assíncronas.

O nível operativo do reservatório superior da UHR Goldisthal varia entre as cotas de 874 metros e 847,30 metros, tratando-se do maior reservatório artificial da Alemanha, o qual, quando cheio, cobre 55 hectares. A barragem de enrocamento que cerca este reservatório possui 3.370 metros de comprimento.

A central possui dois túneis de adução, com 6,2 metros de diâmetro, revestimento de aço blindado e um comprimento total de 870 metros, sendo que cada um alimenta uma turbo-bomba de rotação fixa e uma de rotação variável.

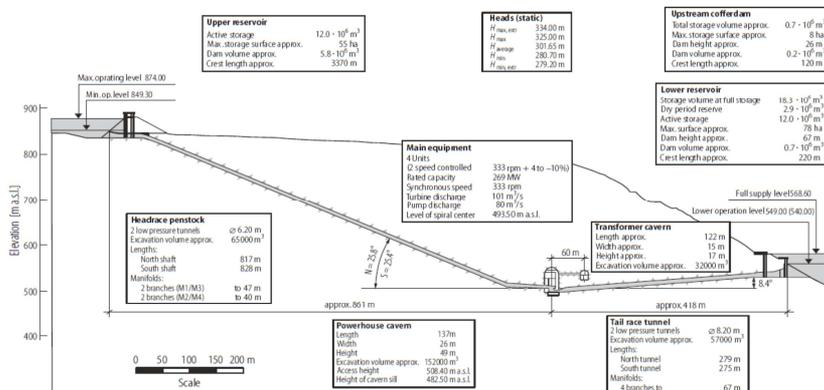
A casa de força da UHR fica em uma caverna subterrânea que contém quatro turbo-bombas verticais Francis de 265 MW, quatro geradores-motores e sistemas auxiliares. Esta caverna é acessada atra-

vés de um túnel de 1 km de comprimento, que parte do edifício de controle da operação da usina.

A caverna dos transformadores contém quatro transformadores dos geradores-motores, os transformadores de 10 kV da alimentação elétrica interna, os comutadores e os conversores de frequência da partida das máquinas elétricas. A usina possui dois túneis de restituição, revestidos de concreto, com 275 metros de comprimento cada e 8,2 metros de diâmetro.

O reservatório inferior é represado por uma barragem de enrocamento, com seu nível de água variando entre as cotas de 568 metros e 549 metros. A Figura 2 ilustra um corte longitudinal da usina.

Figura 2: Corte longitudinal da UHR Goldisthal



Fonte: Bogenrieder (2006).

2.2.2. UHR Venda Nova III

A UHR Venda Nova III, localizada no Rio Rabagão, em Portugal, também é chamada de UHR Frades II e é o segundo reforço de potência do Complexo Hidroelétrico Venda Nova. Observa-se que o Rio Rabagão é o principal afluente da margem esquerda do Rio Cávado e a UHR Venda Nova III situa-se em Montalegre, a 55 km da cidade de Braga, no norte de Portugal.

A construção do Aproveitamento Hidroelétrico Venda Nova, uma usina hidrelétrica convencional (UHE), foi iniciada em 1945 e entrou em operação em 1951. Esta usina possui um reservatório de 95 hm^3 na cota de 690,80 metros, uma barragem do tipo arco gravidade, com 97 metros de altura e três vertedouros com capacidade de $1100 \text{ m}^3/\text{s}$,

ilustrados na Figura 3, e uma casa de máquinas equipada com três turbinas Pelton de eixo horizontal, cada qual com 30 MW e vazão de engolimento de 30 m³/s.

Figura 3: Reservatório da UHE Venda Nova no Rio Rabagão



Fonte: Nunes *et al.* (2019).

A região norte de Portugal, onde se localiza a UHE Venda Nova, se caracteriza por precipitações elevadas e, por isso, ocorriam vertimentos consideráveis nesta central. Assim, no final da década de 1990, decidiu-se reforçar a capacidade instalada do aproveitamento original com novos grupos, mais potentes, visando, além de gerar, armazenar energia através de bombeamento, dando origem ao projeto da UHR Venda Nova II, também conhecida como UHR Frades, que entrou em operação em 2005. Sua casa de força está alojada em uma caverna, na encosta da margem esquerda do Rio Rabagão, e seu circuito hidráulico é subterrâneo.

O local foi considerado bastante atrativo para uma UHR, pela possibilidade de se utilizar, como reservatório inferior, o reservatório da UHE Salamonde e pelo fato de a queda de 420 metros estar em um trecho de somente, aproximadamente, 4 km de extensão. A UHR Venda Nova II está equipada com dois grupos geradores reversíveis de eixo vertical, com turbo-bombas Francis de 97,4 MW/106,4 MVA, com vazão de turbinamento de 25 m³/s e vazão de bombeamento de 20 m³/s, cada.

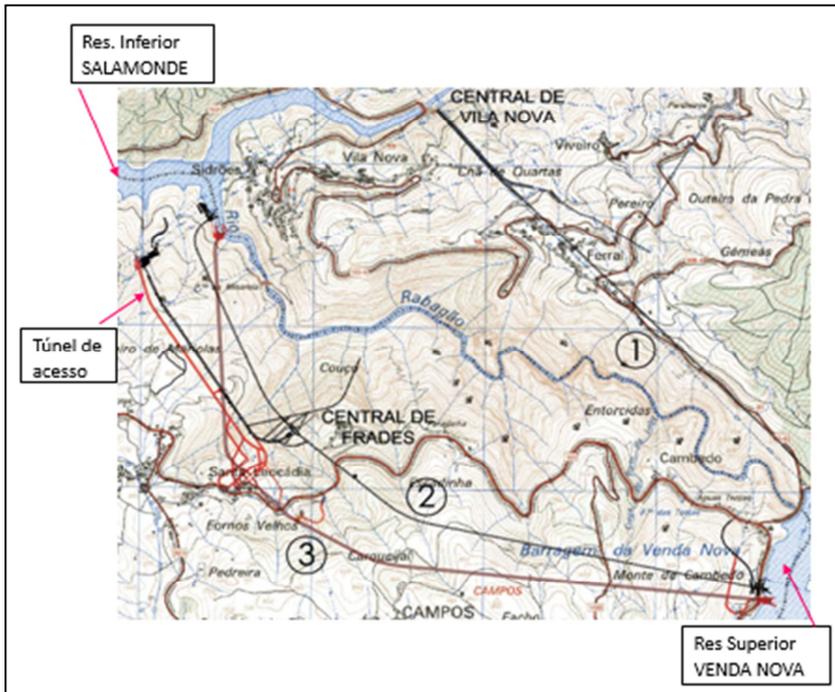
Em 2010, no âmbito da estratégia da EDP de crescimento da capacidade de produção com base em fontes renováveis de energia, iniciaram-se os trabalhos relativos à construção do segundo reforço de potência do Complexo Hidroelétrico Venda Nova, a UHR Venda Nova III. Seu circuito hidráulico é subterrâneo e sua casa de máquinas fica em uma caverna localizada na margem esquerda do Rio Rabagão.

A usina é equipada com duas turbo-bombas e geradores-motores assíncronos de rotação variável.

As obras de construção civil foram iniciadas em 2010 e, com o comissionamento dos grupos geradores em 2016, a UHR Venda Nova III passou a ser a maior central hidrelétrica da EDP e a única na Península Ibérica equipada com grupos assíncronos reversíveis de rotação variável.

A Figura 4 apresenta a configuração em planta do Complexo Hidroelétrico Venda Nova, integrado pela UHE Venda Nova, pela UHR Venda Nova II e pela UHR Venda Nova III.

Figura 4: Vista em planta do Complexo Hidroelétrico Venda Nova



Fonte: Sociedade Portuguesa de Geotecnia (2018).

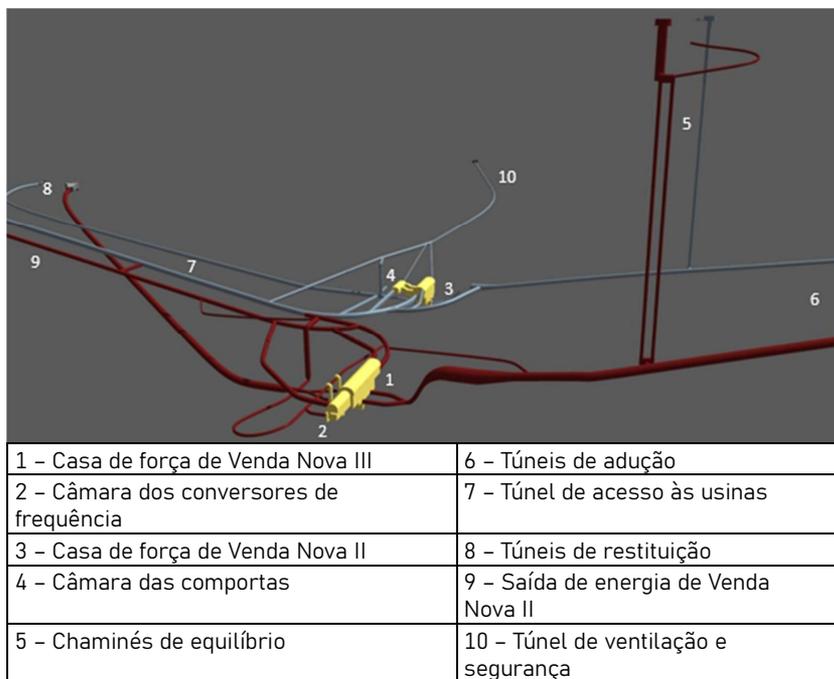
O projeto de UHR Venda Nova III apresenta algumas semelhanças com o de UHR Venda Nova II, contudo características técnicas e dimensões o distinguem das demais UHRs de Portugal. Dentre estas distinções, destacam-se a inclinação e a extensão do circuito hidráulico

co, o diâmetro de sua seção transversal associado ao fato de este não ser revestido em uma parte significativa de sua extensão, a elevada pressão hidrostática no interior do circuito hidráulico, que pode atingir 484 metros de coluna d'água, as dimensões e a profundidade da caverna da casa de força, a existência de duas chaminés de equilíbrio, a elevada capacidade instalada e a tecnologia utilizada nos grupos reversíveis.

Um dos principais desafios da construção deste projeto consistiu na escavação do novo circuito hidráulico relativamente próximo do existente (Venda Nova II), sob pressão e não revestido. Este aspecto assumiu particular importância durante a fase de escavações, devido à elevada pressão da água no interior do circuito hidráulico de Venda Nova II, aos níveis de vibração admissíveis nos equipamentos instalados na usina existente e às conseqüentes limitações de vibrações geradas pela utilização de explosivos nas escavações da UHR Venda Nova III.

A Figura 5 apresenta um esquema dos componentes subterrâneos das UHRs Venda Nova II e Venda Nova III, indicando sua proximidade.

Figura 5: Esquema dos circuitos hidráulicos, casas de força, câmaras, túneis de acesso e chaminés de equilíbrio das UHRs Venda Nova II e Venda Nova III



Fonte: Elaboração própria, a partir de Sociedade Portuguesa de Geotecnia (2018).

O acesso principal às casas de força das UHRs Venda Nova II e Venda Nova III é realizado através de um túnel não revestido, com uma secção transversal com 8 metros de altura, inclinação média de 11% e extensão total de cerca de 1,5 km. Além deste túnel, há uma segunda ligação com o exterior através da galeria de ventilação e segurança.

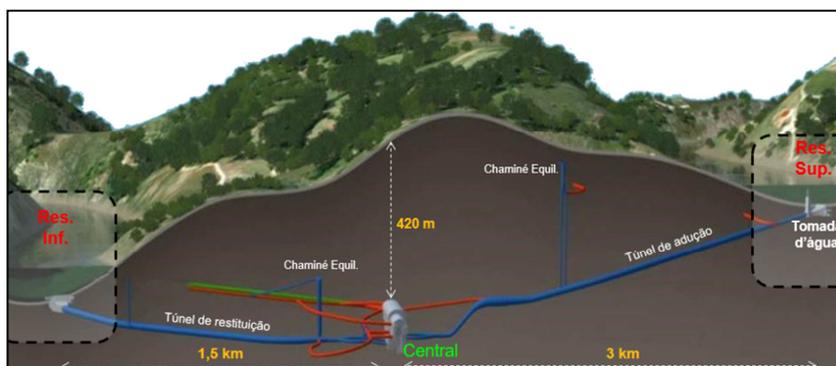
Conforme pode-se observar na Figura 4, a cerca de 350 metros do bocal de restituição no reservatório Salamonde, o túnel de restituição da UHR Venda Nova III cruza, em planta, o túnel de restituição da UHR Venda Nova II, passando sob ele a uma distância de 30 metros, em razão das diferentes submergências destas duas usinas.

A casa de força da UHR Venda Nova III fica em uma caverna com 153 metros de comprimento, localizada em uma posição intermediária do circuito hidráulico e composta por duas câmaras principais: a das turbo-bombas e a dos conversores de frequência. Esta última possui

19,6 metros de largura, 50 metros de comprimento e 19,8 metros de altura.

O circuito hidráulico da UHR Venda Nova III, ilustrado na Figura 6, é composto, de montante para jusante, por uma tomada d'água no reservatório Venda Nova, um túnel de adução com 2.806 metros de comprimento e inclinação de 13,8%, uma chaminé de equilíbrio superior, localizada 390 metros a montante da casa de força, uma zona blindada adjacente à casa de força no lado de montante, um túnel de restituição com 1.382 metros de comprimento, uma chaminé de equilíbrio inferior localizada 95 metros a jusante da casa de força e um poço de esvaziamento utilizado como tomada d'água no modo bomba no Reservatório Salamonde.

Figura 6: Corte longitudinal da UHR Venda Nova III



Fonte: EDP Produção (2019).

A tomada d'água, constituída por um bocal dotado de uma grade fixa e por uma estrutura destinada ao abrigo e à manobra das comportas, está localizada a 65 metros da tomada d'água da UHR Venda Nova II. Já no reservatório inferior (Salamonde), o bocal de restituição encontra-se implantado a 120 metros a montante do bocal de restituição de Venda Nova II e um canal escavado no leito do Rio Rabagão garante condições adequadas de alimentação no modo bomba.

Os principais dados técnicos e de custo de construção da UHR Venda Nova III apresentados a seguir.

- Capacidade instalada: 780 MW / 880 MVA;
- Comissionamento: 2016;
- Turbo-bombas: 2 x 390 MW do tipo Francis, com rotação variável;

- Altura de queda: 420 metros;
- Rotação: 375 rpm, como turbina, e (+2%/-7%) 350 rpm a 381 rpm, como bomba;
- Vazão de engolimento por máquina no modo turbina: 100 m³/s;
- Vazão de engolimento por máquina no modo bomba: 80 m³/s;
- Submersão: 60 metros;
- Proprietário: EDP;
- Tipo: *Open-loop*;
- Volume útil do reservatório superior: 16 hm³;
- Volume útil do reservatório inferior: 55 hm³; e
- Custo de construção: € 370 milhões.

2.2.3. UHR La Muela de Cortes

A UHR La Muela de Cortes se localiza na Espanha, na margem direita do Rio Jucar, no município de Cortez de Pallás, que fica a 85 km de Valencia.

A central, de propriedade da Iberdrola, possui duas casas de máquinas: La Muela I, comissionada em 1989, e La Muela II, que iniciou sua operação em 2013. As duas casas de máquinas têm como reservatório inferior o reservatório de Cortes, formado no Rio Jucar pela barragem de abóbada da UHE Cortes II, e como reservatório superior um lago artificial de 23 hm³.

A fotografia aérea da Figura 7 mostra os dois reservatórios, a UHE Cortes II, que fica no pé da barragem de abóbada, a casa de força La Muela I e a tubulação forçada que a liga com o reservatório superior.

Figura 7: Vista aérea da UHR La Muela de Cortes

Fonte: Power (2013)

A casa de força de La Muela II situa-se em uma caverna e sua tubulação forçada em um túnel que possui uma inclinação de 45°. O comprimento e o diâmetro desta tubulação são de 840 metros e 5,45 metros, respectivamente, e a altura de queda máxima das duas casas de força é de 450 metros.

A capacidade de armazenamento desta UHR é de 24,5 GWh, o que permite um ciclo de operação semanal. Dos 1.512 MW de capacidade total de geração desta usina, 634 MW estão instalados em La Muela I e 878 MW em La Muela II. A capacidade instalada da UHE Cortes II,

por sua vez, é de 290 MW. Juntas, a UHR La Muela de Cortes e a UHE Cortes II podem gerar 5.000 GWh por ano.

Os 634 MW de capacidade de geração de La Muela I são produzidos por três turbinas Francis reversíveis e a capacidade total de bombeamento desta casa de força é de 540 MW. Na casa de força subterrânea La Muela II, estão instaladas quatro turbinas Francis reversíveis, fabricadas pela Voith Hydro, que podem gerar 218 MW cada, com uma vazão de 48 m³/s e uma rotação fixa de 600 rpm. A capacidade de bombeamento individual destas unidades é de 185 MW, a uma vazão de 36 m³/s. Os quatro geradores-motores acoplados a estas turbo-bombas foram fabricadas pela Alstom (NS Energy, 2021).

A eletricidade da UHR La Muela de Cortes é gerada a 14,5 kV, sendo elevada, na subestação local, a até 400 kV, para transmissão na rede operada pela Red Eléctrica de España. Destaca-se que esta UHR possui um papel importante na estabilização da rede elétrica na região leste da Espanha.

2.2.4. UHR Limmern

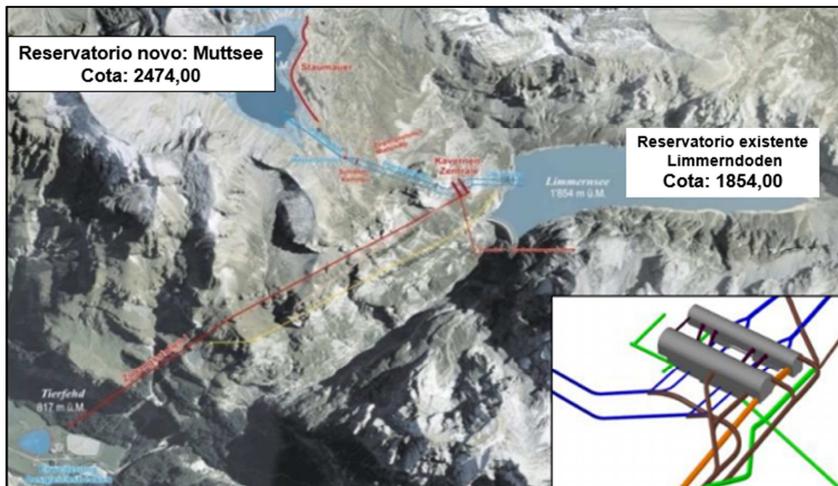
A UHR Limmern, com 1.000 MW de capacidade instalada, localiza-se no cantão de Glarus, na Suíça. Esta usina complementa a UHR Linthal, de 520 MW, que já existia anteriormente no local. Trata-se de uma grande obra de engenharia, com muitas escavações em rocha e desafios superados. O período de construção foi entre 2009 e 2016, com sua entrada em operação ocorrendo em 2017. O custo da UHR Limmern alcançou € 1,95 bilhão.

A central possui quatro turbinas-bombas instaladas na casa de força em uma caverna, com 149,9 metros de comprimento e 53 metros de altura. A subestação elevadora de tensão possui quatro transformadores, cada um pesando 220 toneladas. Adicionalmente, os dados técnicos da UHR Limmern são indicados abaixo.

- Turbo-bombas: 4 x 250 MW Francis (no modo bomba ou turbina);
- Máquinas de rotação variável: entre 470 rpm e 530 rpm;
- Vazão de engolimento no modo bomba, por máquina: 36 m³/s;
- Vazão de engolimento no modo turbina, por máquina: 46 m³/s; e
- Altura de queda bruta: entre 560 metros e 724 metros.

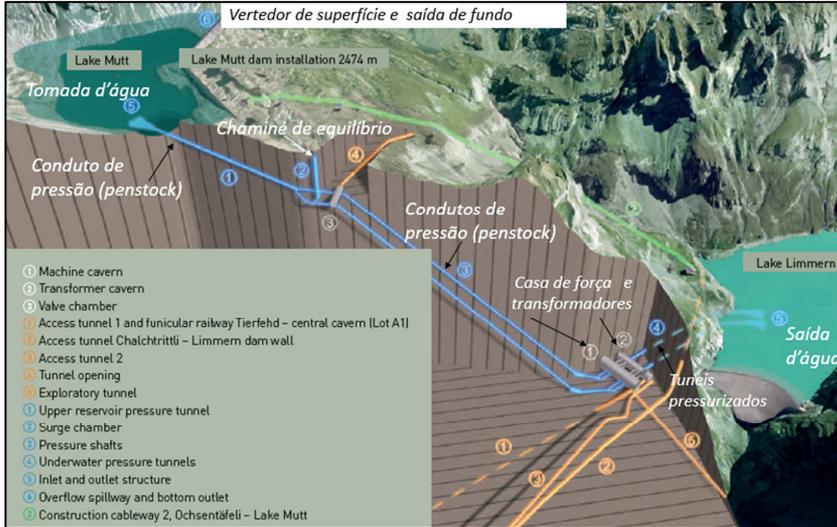
A Figura 8 apresenta uma representação esquemática da UHR Limmern na região montanhosa onde está implantada, com indicação do Lago Limmernboden, na cota de 1.854 metros, que funciona como lago superior da usina UHR Linthal, e o reservatório Muttsee, na cota de 2.474 metros, criado para a usina UHR Limmern. O reservatório inferior da UHR Linthal é o Lago Tierfehld, situado na cota de 811 metros. Os principais componentes da UHR Limmern estão indicados no esquema da Figura 9, abaixo.

Figura 8: Representação esquemática das UHRs Limmern e Linthal



Fonte: Axpo (2021).

Figura 9 : UHR Limmern com indicação dos reservatórios e componentes



Fonte: IM Engineering (2018).

Na implantação desta UHR, foi necessário realizar o aumento da capacidade do lago superior Muttsee, de 9 hm³ para 24 hm³, com a construção de uma barragem de abóbada, que elevou o nível de água para 2.474 metros. Implementou-se um sistema hidráulico subterrâneo em uma área de cerca de 2 km (projeção horizontal) e 700 metros de diferença de altitude. Ademais, foram construídos um túnel de pressão de 540 metros, indicado no trecho 1 da Figura 9 (cor azul), uma chaminé de equilíbrio de 125 metros de altura e outros dois túneis de pressão, em paralelo, conforme apresentado no trecho 3 da Figura 9 (cor azul).

Além disso, foram escavados a caverna da casa de força e os túneis de restituição, com 405 metros de comprimento, até o Lago Limmern. Para acessar os locais das obras, foram construídos dois trechos de teleféricos, com capacidade de 25 toneladas cada (Figura 9), sendo um de Tierfehd para Kalktritti (1.860 metros) e o outro de Ochsenstäfeli até o Lago Mutt (1.880 metros). Estes dois locais são interconectados por uma galeria que possui uma ramificação inclinada para o nível da caverna (1.700 metros). Por fim, no Vale Linth, foi instalada uma linha de transmissão de 380 kV para conectar a produção das UHRs Linthal e Limmern à rede elétrica suíça de alta tensão.

A logística da construção exigiu muitos esforços e engenhosidade, pois a grande maioria das obras e dos componentes do projeto ocorreu em regiões subterrâneas, com exceção da tomada d'água, da saída de água e da barragem em arco para elevação do nível de água e da capacidade do lago de montante (Muttsee). Como parte da logística de acesso, destacam-se os teleféricos utilizados para transporte de carga e de trabalhadores (Figura 10).

Figura 10: Vista dos teleféricos para transporte de cargas (esquerda) e de trabalhadores (direita)



Fonte: Kellner (2016).

2.2.5. UHR Tehri

A UHR Tehri está em construção na Índia e terá 1.000 MW de capacidade instalada. Esta usina será a maior UHR do país, seu comissionamento é esperado para 2022 (Arora *et al.*, 2019) e fará parte de um complexo já existente com duas centrais no Rio Bhagirathi. Em 2006, foi comissionada a primeira UHE do complexo, a UHE Tehri, com 1.000 MW, e, em 2012, entrou em operação a UHE Koteshwar, com 400 MW. Desta forma, com a adição de 1.000 MW em máquinas reversíveis em Tehri, o complexo terá um total de 2.400 MW (International Hydropower Association, 2017).

As unidades reversíveis de Tehri foram concebidas para atender a picos de demanda e à complementação de geração intermitente (ICRA Limited, 2020). A usina possuirá quatro unidades reversíveis de 250 MW cada, com turbo-bombas do tipo Francis.

A barragem de Tehri é a mais alta da Índia, com 260,5 metros de altura. Sua represa é utilizada para abastecimento urbano de água, irrigação e geração de energia. Os estudos para a construção da barragem, que se iniciaram em 1961, já previam sua utilização para geração

de energia, com uma potência instalada que teria 600 MW. A construção da barragem começou em 1978, mas o comissionamento da primeira UHE do complexo ocorreu somente 28 anos depois.

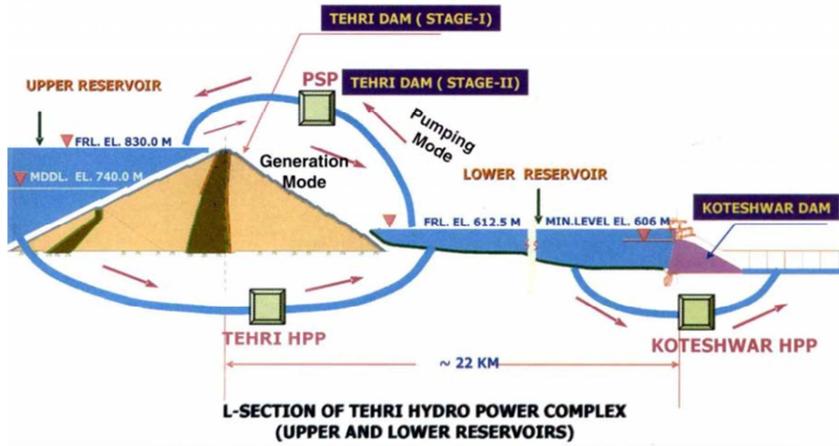
A Figura 11 contém uma imagem de satélite com a localização da barragem Tehri, onde ficam as duas UHEs e a UHR, e a localização da barragem Koteswar. O reservatório da UHE Koteswar servirá de reservatório inferior para a UHR Tehri. A Figura 12, por sua vez, apresenta um esquema com as duas barragens, sendo que a barragem Tehri (à montante) possui unidades de geração convencional e unidades reversíveis. Por fim, a Figura 13 mostra a barragem Tehri.

Figura 11: Imagem aérea das localizações das barragens Tehri e Koteswar



Fonte: International Hydropower Association (2017).

Figura 12: Representação do complexo de usinas nas barragens Tehri e Koteshwar



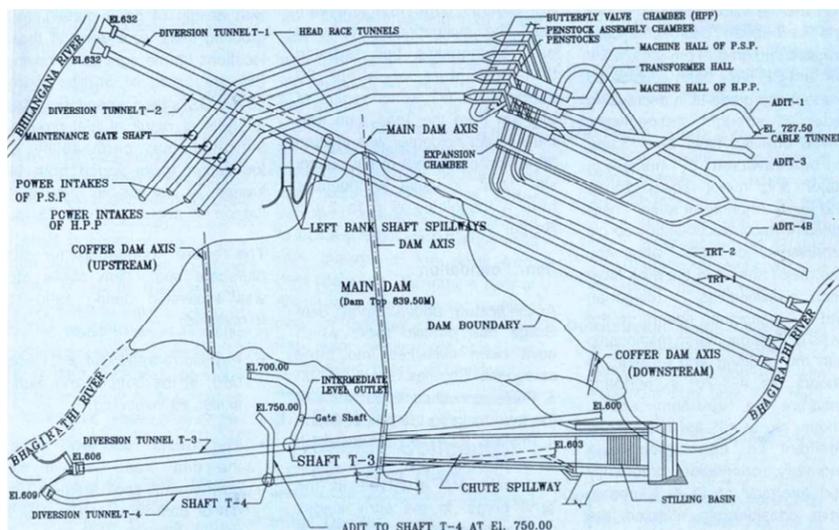
Fonte: Indian Institute of Technology Roorkee (2007).

Figura 13: Barragem Tehri

Fonte: International Hydropower Association (2017).

A UHR Tehri possui quatro unidades convencionais de geração e terá mais quatro unidades reversíveis. As unidades convencionais são alimentadas por quatro tubulações forçadas de 5,75 metros de diâmetro e 1.040 metros de comprimento, as quais se bifurcam de dois túneis de 8,5 metros de diâmetro e 1.634 metros de comprimento. As tubulações das unidades reversíveis são paralelas e semelhantes às das unidades convencionais, com diferença nas seções transversais das tubulações, que possuem 6 metros de diâmetro. Na Figura 14, verifica-se, em planta, a configuração da UHR Tehri com suas unidades convencionais (indicadas por H.P.P) e reversíveis (indicadas por P.S.P).

Figura 14: Planta da configuração das unidades convencionais e reversíveis da UHR Tehri



Fonte: Indian Institute of Technology Roorkee (2007).

No modo turbinamento, cada máquina reversível trabalha com uma vazão nominal de $146,9 \text{ m}^3/\text{s}$, enquanto que, no modo bombeamento, as máquinas trabalham com uma vazão nominal de $109,5 \text{ m}^3/\text{s}$. Uma particularidade desta UHR é a grande variação da altura de elevação a ser vencida pelo sistema de bombeamento, fato que traz a necessidade do uso de máquinas com rotação variável. A altura de elevação varia entre 130,5 metros e 229,5 metros, uma relação entre desníveis máximo e mínimo de 1,76. Esta situação foi resolvida com máquinas cuja rotação pode variar entre 206 rpm e 250 rpm.

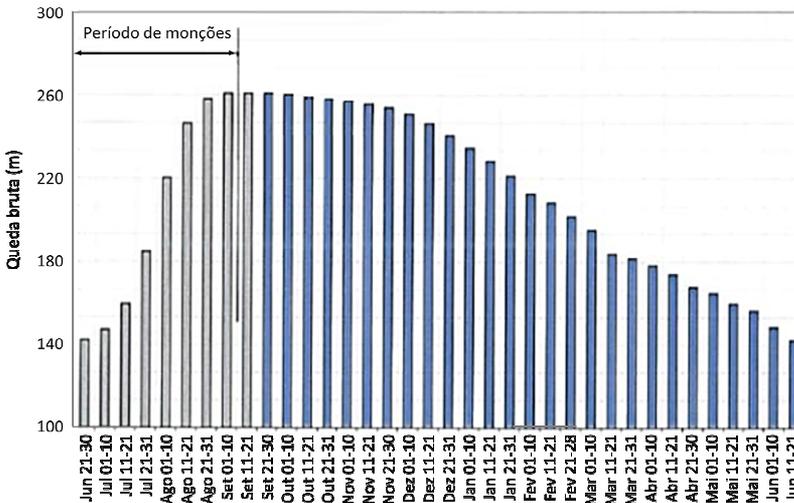
Os principais dados técnicos e de custo de construção da UHR Tehri são exibidos a seguir.

- Capacidade instalada: 1.000 MW;
- Comissionamento previsto: 2022;
- Turbo-bombas: 4 x 250 MW do tipo Francis, com rotação variável;
- Queda máxima: 219,4 metros;
- Queda mínima: 120,4 metros;
- Elevação máxima: 229,5 metros;
- Elevação mínima: 130,5 metros;
- Rotação: 206 rpm a 250 rpm;

- Vazão de engolimento por máquina no modo turbina: 146,9 m³/s;
- Vazão de engolimento por máquina no modo bomba: 109,5 m³/s;
- Submersão: 40 metros;
- Tipo: *Open-loop*; e
- Volume útil do reservatório superior: 2.600 hm³.

A UHR Tehri possui um reservatório de grandes dimensões e apresenta características de armazenamento sazonal. Normalmente, seu reservatório é enchido entre julho e setembro, período das monções na região, quando chove muito. Ao longo dos demais meses do ano hidrológico, o reservatório vai se esvaziando, conforme apresentado na Figura 15.

Figura 15: Variação sazonal do nível do reservatório superior da UHR Tehri



Fonte: Elaboração própria, a partir de Arora (2019).

Para o dimensionamento das máquinas reversíveis desta usina, foram testadas três possibilidades: máquinas de rotação fixa, máquinas de duas rotações e máquinas de rotação variável. No teste com máquinas de rotação fixa, a altura de queda considerada para definição da rotação de projeto foi a média anual, equivalente a 212,5 metros, para uma vazão de turbinamento de 110 m³/s em cada máquina. A rotação escolhida foi de 272,7 rpm.

Na hipótese de máquinas com duas rotações, uma turbo-bomba de estágio único é acoplada a um motor-gerador especial, com dois enrolamentos de estatores diferentes, o que permite trabalhar em duas rotações diferentes, 214,3 rpm e 250,0 rpm, no caso. Nesta configuração, a máquina trabalha com 214,3 rpm de rotação para desníveis entre 130,5 metros e 171,5 metros, enquanto que a rotação de 250,0 rpm é utilizada para desníveis entre 171,5 metros e 229,5 metros. Esta solução, porém, traz aumentos significativos de custos, pois aumenta substancialmente o peso dos rotores, o que, por consequência, eleva outros custos com máquinas e obras civis da planta. No entanto, a opção por máquinas com duas rotações reduz a submersão de 150 metros para 57 metros, em relação à solução com rotação fixa.

A terceira possibilidade testada foi a adoção de máquinas de rotação variável. Neste caso, a rotação das máquinas pode variar livremente entre 206 rpm e 250 rpm. De forma geral, trabalha-se com maior eficiência em diferentes pontos de operação com esta configuração. Outra vantagem conseguida com esta possibilidade foi a redução da submersão de 57 metros para 40 metros, em comparação à opção com duas rotações. No fim, destaca-se, esta foi a solução adotada no projeto.

A Tabela 1 traz uma comparação dos valores de alguns indicadores escolhidos em cada uma das três configurações analisadas.

Tabela 1: Comparação entre as soluções estudadas para a UHR Tehri

Indicadores	Rotação fixa	Duas rotações	Rotação variável
Diâmetro do rotor (metros)	4,92	5,32	3,413
Peso do estator (toneladas)	240	400	320
Peso do rotor (toneladas)	360	750	490
Submersão (metros)	150	57	40
Rotação (rpm)	272,8	214,3 e 250	206 a 250
Energia consumida em um ano por unidade (GWh)	495,2	437,2	424,2
Energia gerada em um ano por unidade (GWh)	291,5	350,1	332,7
Eficiência de ciclo (%)	77,3	80,1	78,4

Fonte: Elaboração própria, a partir de Arora *et al.* (2019).

2.2.6. UHR Okutataragi

A maior usina reversível em operação no Japão, a UHR Okutataragi, de propriedade da Kansai Electric Power Co, possui seis turbo-bombas do tipo Francis, totalizando uma potência instalada de 1.932 MW. Esta UHR se situa na província de Hyogo, opera em circuito fechado e possui ciclo de geração/bombeamento diário ou semanal, para atendimento essencialmente da demanda de ponta.

As obras de construção da usina foram iniciadas em 1971 e as primeiras quatro unidades de turbo-bombas entraram em operação entre 1974 e 1975. Em 1998, novos condutos de suprimento de água foram escavados e as duas últimas unidades de turbo-bombas foram comissionadas para suprir o aumento da demanda por energia e melhorar a segurança do suprimento do sistema elétrico. Assim, com estas duas novas unidades, a capacidade instalada da central passou de 1.212 MW para os atuais 1.932 MW. Até então, todas as seis máquinas operavam com rotação fixa, todavia, entre 2009 e 2019, dois grupos de 303 MW sofreram *retrofit* para rotação variável. Algumas inovações foram incorporadas e vários componentes reaproveitados.

- A caverna onde se situa a casa de máquinas possui cinco andares, com as seguintes dimensões: 47 metros de altura, 25 metros de largura e 130 metros de comprimento. A entrada é realizada de carro através de uma galeria de túneis que se estende por cerca de 1 km, desde a superfície até esta instalação subterrânea. Os principais dados técnicos e de custo de construção da UHR Okutataragi são apresentados a seguir.
- Capacidade instalada: 1.932 MW;
- Comissionamento: 1974;
- Turbo-bombas: 2 x 303 MW do tipo Francis, com rotação variável + 2 x 303 MW do tipo Francis, com rotação fixa, + 2 x 360 MW do tipo Francis, com rotação fixa;
- Queda máxima: 388 metros;
- Rotação: 300 rpm (fixa), 285 rpm a 315 rpm (variável);
- Vazão de engolimento por máquina no modo bomba: 94 m³/s;
- Tipo: *Close-loop*;
- Volume útil do reservatório superior: 21,4 hm³; e
- Volume útil do reservatório inferior: 17,4 hm³.

Conforme mencionado, entre 2009 e 2019, foi executado, em parceria com a empresa Hitachi, um projeto de remodelagem (*retrofit*) de

duas turbo-bombas (unidades 1 e 2) da UHR Okutataragi, passando estas a operarem com rotação variável. A remodelagem foi realizada em razão da idade avançada desses equipamentos, além da possibilidade de as novas unidades melhorarem o controle de frequência do sistema elétrico no período da noite e aumentarem a eficiência da geração em carga parcial. Destaque-se, também, que o crescente emprego de fontes renováveis intermitentes na matriz elétrica japonesa, como as gerações solar e eólica, requer uma maior capacidade de ajuste da frequência e, conseqüentemente, de estabilidade do sistema. A Tabela 2 lista algumas características da UHR Okutataragi antes e depois do *retrofit* das suas unidades 1 e 2.

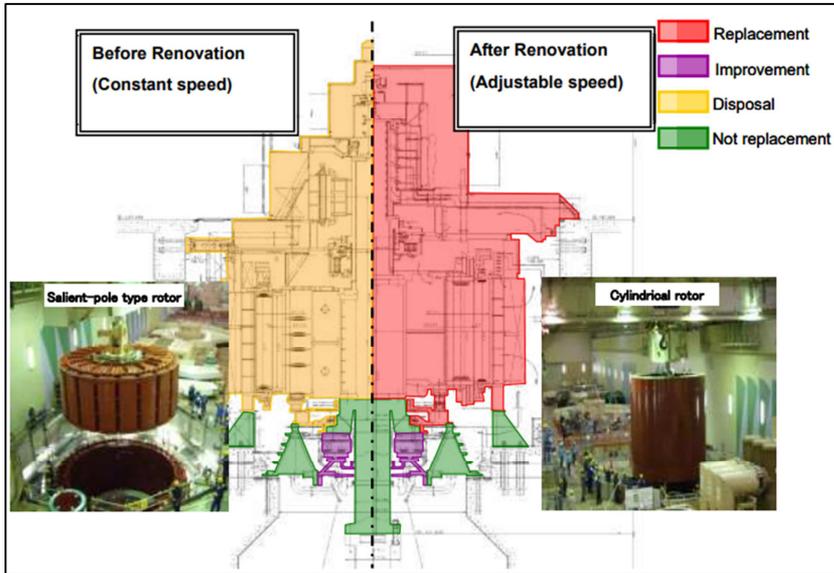
Tabela 2: Características antes e depois da remodelagem das unidades 1 e 2 da UHR Okutataragi

		Antes (Velocidade Fixa)	Depois (Velocidade Variável)
Potência nominal	Geração	303 MW (Fator de potência 0,95)	303 MW (Fator de potência 0,95)
	Bombeamento	320 MW (Fator de potência 1,0)	320 MW (Fator de potência 1,0)
Turbo-bomba	Tipo	Francis Vertical Reversível	Francis Vertical Reversível
	Potência	Turbinamento: 310 MW Bombeamento: 314 MW	Turbinamento: 311,7 MW Bombeamento: 311,7 MW
	Vazão	94 m ³ /s	94 m ³ /s
	Queda nominal	383,4 metros	383,4 metros
	Rotação nominal	300 rpm	285 a 315 rpm
Gerador elétrico	Tipo	Excitação em DC Motor-gerador AC trifásico	Excitação em AC Motor-gerador AC trifásico
	Modelo	Totalmente fechado com ventilação forçada	Totalmente fechado com auto ventilação
	Capacidade	320 MVA	350 MVA
	Rotação	300 rpm	285 a 315 rpm

Fonte: New Energy Foundation (2011).

Este projeto também considerou a reutilização de componentes existentes, tais como a fundação do estator, o suporte inferior, o eixo inferior e a fundação da base de um gerador-motor (Figura 16). O peso do estator foi reduzido pelo novo *design* da estrutura eletromagnética e, portanto, a ponte rolante existente pôde continuar a ser utilizada. Além disso, os transformadores de força, as chaves seccionadoras, os disjuntores, dentre outros componentes, também puderam ser reutilizados, diminuindo, assim, o custo total da remodelagem.

Figura 16: Comparação entre a antiga (rotação fixa) e a nova (rotação variável) máquina elétrica



Fonte: New Energy Foundation (2011).

O desenvolvimento de um novo projeto de rotor, com palhetas intermediárias (Figura 17), proporcionou uma grande modificação na turbo-bomba, melhorando a sua eficiência, especialmente na região de operação em carga parcial, de modo a aumentar o volume total da energia gerada. Destaca-se que este novo *design* facilita a operação de ajuste da velocidade de operação. Ademais, o rotor é alternado entre as pás principais (longas) com as intermediárias (curtas) para alcançar maior eficiência e uma faixa de operação estável mais ampla.

Figura 17: Desenvolvimento da turbo-bomba com palhetas intermediárias pela Hitachi



Fonte: Nagura *et al.* (2010).

Além da introdução dessas inovações no projeto de *retrofit* da usina, outras modificações foram implementadas, tais como o alargamento do espaço no subsolo e nos túneis, com a finalidade de aumentar a segurança com o novo tipo de operação envolvendo rotação variável, e as melhorias no isolamento dos enrolamentos do rotor do gerador-motor contra deterioração, o qual trabalha em alta voltagem e alta tensão física (por força centrífuga), além de grandes variações de temperatura devido à variação da carga.

Apesar de muitas alterações em vários equipamentos e nas condições físicas internas da UHR, não ocorreram grandes modificações nos aspectos externos, principalmente nos reservatórios e dutos de alimentação de água.

A barragem Kurokawa, que forma o reservatório superior da UHR Okutataragi (Figura 18), é do tipo enrocamento e possui altura de 98 metros, comprimento de 325 metros e volume de 3,623 hm³, com capacidade de armazenamento total de 33,39 hm³ e armazenamento útil de 21,36 hm³. A área de captação total de água é de 5,2 km², sendo a área alagada de 1,09 km². Dutos subterrâneos de cerca de 4 km de

comprimento e 6 metros de diâmetro interligam o reservatório superior com o inferior, passando através das seis máquinas.

Figura 18: Reservatório superior da UHR Okutataragi e a barragem Kurokawa



Fonte: ENAA (2002).

A barragem Tataragi (Figura 19), que forma o reservatório inferior da UHR Okutataragi, é uma barragem de enrocamento com face em asfalto para impermeabilização e possui altura de 64,5 metros, comprimento de 278 metros e volume de 1,462 hm³, com capacidade de armazenamento total de 19,44 hm³ e armazenamento útil de 17,38 hm³. A área de captação total de água é de 13,4 km², enquanto que a área alagada é de 1,05 km².

Figura 19: Reservatório inferior da UHR Okutataragi e a barragem Tataragi



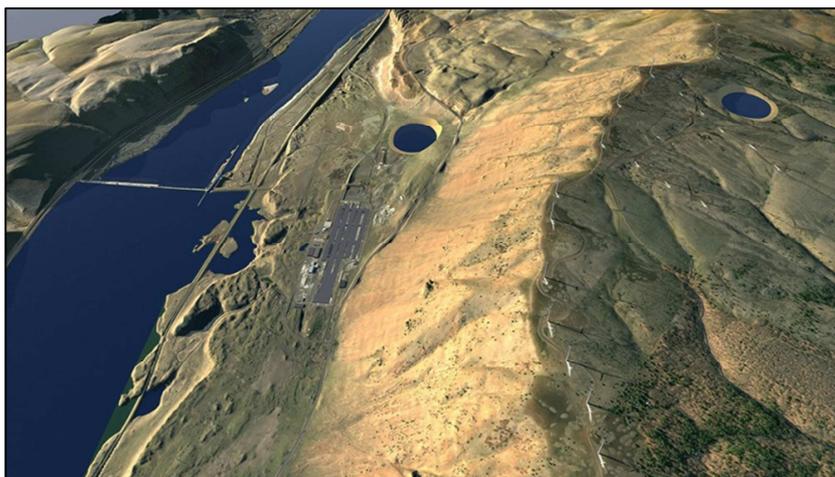
Fonte: Suiryoku (2013).

2.2.7. UHR Goldendale

A UHR Goldendale foi licenciada pelo governo dos EUA para a fase de estudos em março de 2018 (STANFIELD, 2018). De acordo com o cronograma proposto para o empreendimento, a sua construção deve começar no final de 2024 e o início das operações está previsto para agosto de 2029 (FERC, 2019).

A usina será localizada no estado de Washington, região noroeste do país, ao lado da já existente UHE John Day. A UHR utilizará um desnível natural próximo ao Rio Columbia e seu reservatório inferior ficará próximo à margem norte do rio. O empreendimento aproveitará as obras e os equipamentos de infraestrutura existentes, construídos para a UHE John Day, como rodovias, subestação e linhas de transmissão (FERC, 2019). A Figura 20 apresenta uma simulação gráfica dos futuros reservatórios da usina.

Figura 20: Simulação gráfica dos reservatórios da UHR Goldendale

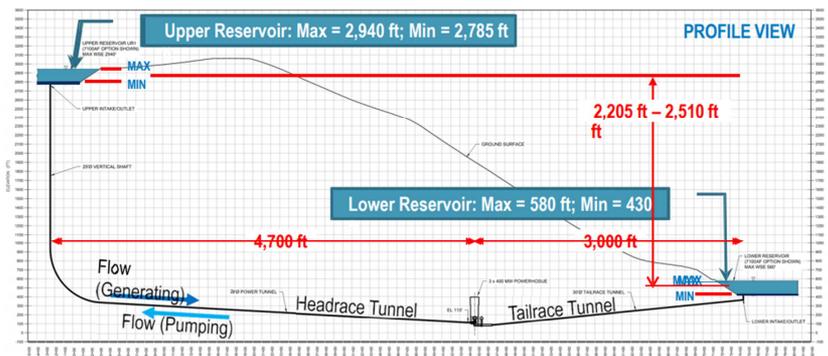


Fonte: RYE Development (2019).

Os dois reservatórios da UHR Goldendale serão formados por barragens de terra e de enrocamento. A barragem do reservatório superior terá 52 metros de altura e 2.440 metros de comprimento e irá alagar uma superfície de 0,24 km². Já a barragem do reservatório inferior terá 52 metros de altura e 2.256 metros de comprimento, criando uma área alagada de 0,25 km² (FERC, 2019).

Do reservatório superior sairá um conduto único de 8,8 metros de diâmetro, que se dividirá em três condutos com um diâmetro de 4,6 metros, conectados a cada uma turbina-bomba. O conduto único terá um trecho vertical de 792 metros de comprimento e um trecho horizontal de 1.280 metros. Os condutos forçados individuais que o ligarão à cada turbina-bomba possuirão um comprimento de 183 metros. A Figura 21 mostra este arranjo em perfil.

Figura 21: Arranjo em perfil do projeto da UHR Goldendale



Fonte: RYE Development (2019).

A UHR possuirá três turbinas-bombas do tipo Francis, de 400 MW cada, totalizando uma capacidade instalada de 1.200 MW. A sua queda bruta será de 730 metros e a eficiência esperada de ciclo é de 80%, enquanto que a sua capacidade de armazenamento será de 14.745 MWh (FERC, 2019). Ademais, os principais dados técnicos e de custo de construção da UHR Goldendale constam abaixo.

- Capacidade instalada: 1.200 MW;
- Turbo-bombas: 3 x 400 MW do tipo Francis, com rotação variável;
- Queda máxima: 731 metros;
- Vazão de engolimento por máquina no modo turbina: 78 m³/s;
- Vazão de engolimento por máquina no modo bomba: 63 m³/s;
- Tipo: *Closed-loop*; e
- Volume útil do reservatório superior: 8,7 hm³.

A UHR Goldendale causará impactos ambientais relativamente baixos para este tipo de empreendimento, considerando que não pro-

vocará alterações significativas em nenhum corpo d'água. O Rio Columbia somente será utilizado para o enchimento inicial dos reservatórios da UHR e para eventuais reposições, cujo consumo é insignificante. Além disso, não haverá impacto na vida aquática do Rio Columbia, já que os reservatórios serão isolados do rio. A área alagada pelos reservatórios é pequena para o porte do empreendimento e ocorrerá em área particular com baixa densidade de vegetação. Conforme mencionado, será utilizada uma parcela significativa da infraestrutura existente que atende à UHE John Day, o que reduzirá a necessidade de construção de novas estruturas. O maior impacto para a vida animal será durante o período de construção da UHR, causado, principalmente, por ruídos e iluminação artificial.

A operação da UHR Goldendale será baseada no mercado, tanto de energia como de serviços ancilares. Os empreendedores interessados em construir a usina contam com variações significativas de preços horários causados pela grande presença de fontes intermitentes nos mercados onde ela atuará, além de mecanismos de remuneração por serviços ancilares, em especial o controle de frequência. Estima-se que a usina irá operar no modo geração durante oito horas por dia em média, gerando um total anual de 3.500 GWh (FERC, 2019).

Destaca-se que esta UHR será a primeira nos EUA com circuito fechado e rotação variável, características que se adequam a algumas necessidades atuais do país que não eram tão relevantes no momento da construção das UHRs mais antigas: baixos impactos ambientais e integração de fontes renováveis intermitentes.

A UHR Goldendale foi planejada para atender, principalmente, ao estado da Califórnia. A localização onde a usina será construída é muito favorável, não só pelas características topográficas, como também pela proximidade de uma grande linha de transmissão que conecta a região à Califórnia (RYE Development, 2019). Observa-se que este estado planeja que 100% de sua geração de energia elétrica venha de fontes renováveis até 2045. Em 2018, esta taxa foi de 34 % e segue em crescimento (California Energy Commission, 2020).

2.3. Aspectos operacionais das usinas hidrelétricas reversíveis

Esta seção apresenta os aspectos da operação energética em alguns países nos quais a presença de UHRs na matriz energética se mostra

importante, fazendo frente às fontes intermitentes, como eólica e solar, ou às fontes inflexíveis, como nuclear.

Foram selecionados dois exemplos de operação de UHRs, o primeiro com máquinas de velocidade fixa, a UHR Turlough Hill (Figura 22), na Irlanda, e o segundo com máquinas de velocidade variável, a UHR Venda Nova III, em Portugal. Nesta seção, também se discute alguns aspectos operacionais de usinas reversíveis com máquinas assíncronas com relevância sistêmica no *grid*. A razão em se apresentar uma UHR com máquinas de velocidade fixa (UHR Turlough Hill) é permitir a comparação com máquinas de velocidade variável.

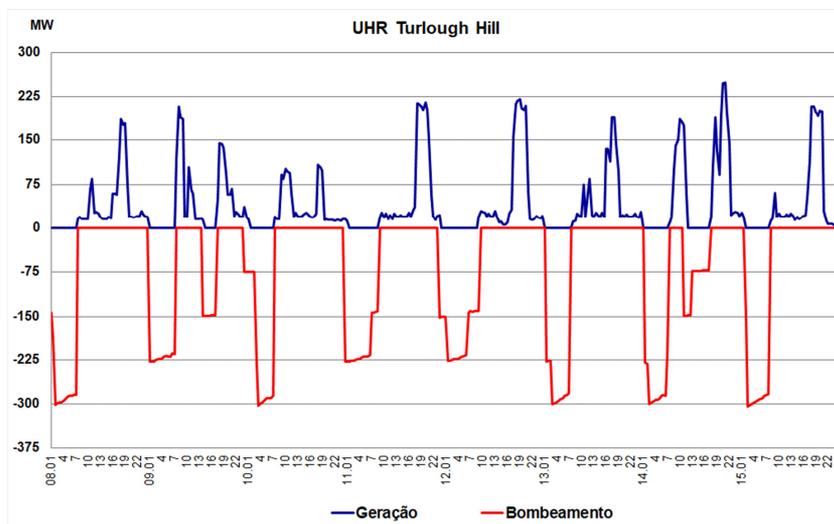
Figura 22: UHR Turlough Hill



Fonte: ESB (2021).

Para a análise da operação de turbo-bombas de velocidade fixa, foi selecionada a operação da UHR Turlough Hill no período de 8 a 15 de janeiro de 2019, conforme ilustrado na Figura 23, a seguir.

Figura 23: Ciclo de geração e bombeamento da UHR Turlough Hill



Fonte: Elaboração própria, a partir de ENTSO-E (2021).

A UHR Turlough Hill, com 292 MW de potência instalada, possui quatro turbo-bombas de velocidade fixa, cada qual com 73 MW e rotação de 500 rpm. A central está localizada nas Montanhas Wicklow, a 60 km de Dublin e entrou em operação em 1974. A UHR utiliza como reservatório inferior o Lago Nahanagan. O reservatório superior, por sua vez, apresenta um volume útil de 2,3 hm³, uma altura de queda nominal de 549 metros e opera em circuito fechado. O túnel de adução possui 584 metros de comprimento com diâmetro de 4,8 metros, enquanto o túnel de restituição tem 106 metros de comprimento e um diâmetro de 7,2 metros. A vazão de turbinamento de cada máquina é de 28,3 m³/s e a de bombeamento é de 22,1 m³/s.

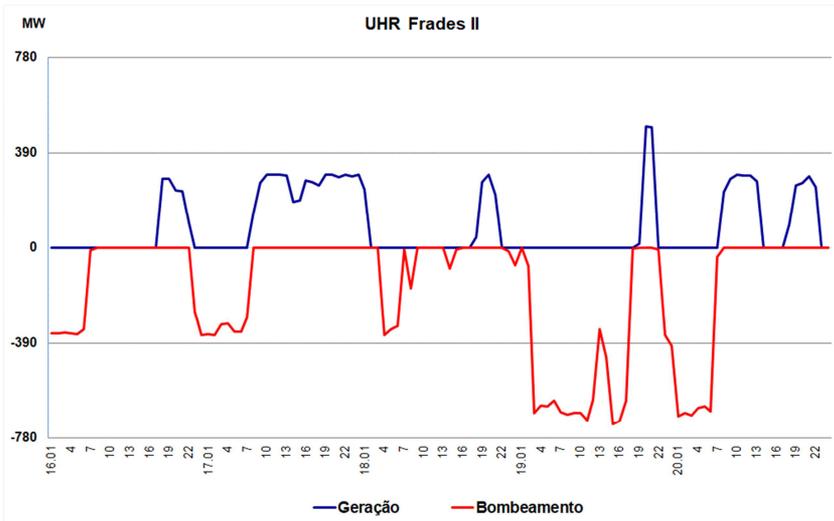
Observa-se que os dados apresentados estão integralizados a cada 30 minutos, a partir dos quais se verifica que o bombeamento com máquinas de rotação fixa é inflexível, ou seja, a turbo-bomba está ligada ou está desligada. No gráfico da Figura 23, também é possível identificar o bombeamento utilizando uma, duas, três ou as quatro turbo-bombas, no período analisado.

A combinação de armazenamento de energia com a capacidade variável de bombeamento é crucial, destaca-se, para o desenvolvimento contínuo da energia renovável intermitente, pois

possibilita que a quantidade de eletricidade que pode ser retirada da rede seja ajustada com flexibilidade.

Na avaliação da operação de turbo-bombas de rotação variável, tendo como base a UHR Venda Nova III, localizada em Portugal, utiliza-se o gráfico da operação energética apresentado na Figura 24, que compreende o período de 16 a 20 de janeiro de 2020.

Figura 24: Ciclos de geração e bombeamento da UHR Venda Nova III

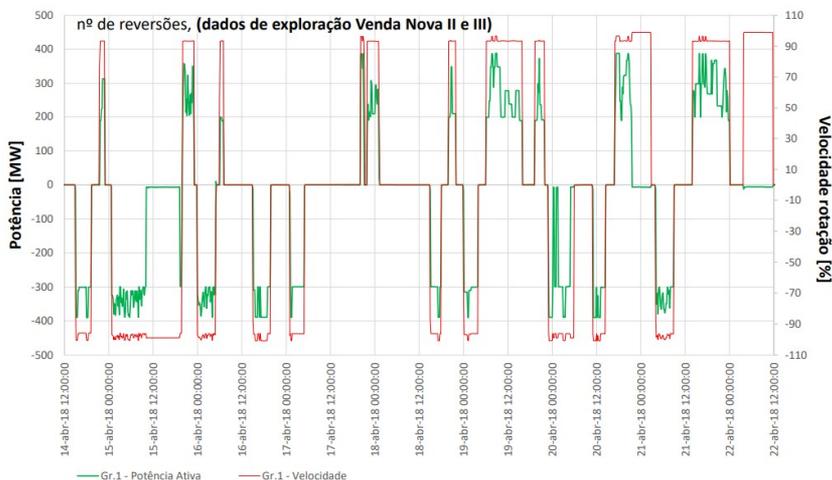


Fonte: Elaboração própria, a partir de ENTSO-E (2021).

A partir da Figura 24, observa-se que, na madrugada do dia 17, uma máquina bombeou 310 MW (no horário integralizado) e, às 13h do dia 18, uma máquina bombeou durante alguns minutos, consumindo, na hora integralizada, 84 MW.

No gráfico de operação em tempo real do Grupo 1 da UHR Venda Nova III (Figura 25), apresentado pela EDP, é possível verificar a ampla faixa de variação da potência absorvida da rede elétrica para o bombeamento, durante diversos dias do período entre 14 de abril de 2018 e 22 de abril de 2018.

Figura 25: Operação em tempo real do Grupo 1 da UHR Venda Nova III



Fonte: EDP Produção (2019).

As UHRs com turbo-bombas de rotação variável contribuem para a estabilidade da rede elétrica por injetar potência ativa e reativa muito rapidamente. Bons exemplos deste tipo de empreendimento são as UHRs Venda Nova III, em Portugal, e Goldisthal, na Alemanha, que operam com máquinas de rotação variável e trazem grandes benefícios sistêmicos com a prestação de serviços ancilares.

A UHR Venda Nova III, que possui duas turbo-bombas de velocidade variável de 390 MW cada, é considerada a planta de armazenamento reversível mais avançada da Europa e seus principais aspectos operacionais são apresentados a seguir. Nesta usina, o alcance do controle da operação, no modo bomba, das turbo-bombas é de 260 MW a 390 MW. Já no modo turbina, há um aumento da amplitude de alturas de quedas e uma melhor eficiência, especialmente nas cargas parciais.

Observa-se que a prestação de serviços ancilares tem uma participação importante no faturamento da usina, em torno de 13%. Em Portugal, a presença da geração eólica na rede é bem significativa e a UHR Venda Nova III contribui com o sistema gerando nos momentos em que há redução do vento e bombeando quando há excedente energético no sistema português. Destaca-se que esta usina pode responder de forma rápida e flexível às demandas de energia ativa e reativa da rede elétrica, considerando que suas duas turbo-bombas de

rotação variável são capazes de, juntas, injetar na rede 780 MW em 80 segundos.

Por fim, a UHR oferece estabilidade adicional em caso de queda de tensão, reduzindo a probabilidade de perda de carga e permitindo um reinício rápido quando isto ocorre. Caso a tensão da rede caia para 5% do seu valor nominal, a usina pode permanecer estável por 600 milissegundos, ou seja, quatro vezes mais do que as turbo-bombas de rotação fixa. Em situações de emergência, essa diferença de tempo pode ser crucial para se evitar uma perda de carga em grande escala.

A UHR Goldisthal possui duas turbo-bombas de rotação fixa síncrona e duas de rotação variável acopladas a geradores-motores assíncronos, em um total de quatro turbo-bombas, de 265 MW, cada. Na usina, o alcance do controle da operação, no modo bomba, das máquinas assíncronas é de 190 MW a 265 MW, enquanto as síncronas operam apenas em um único ponto. A prestação de serviços auxiliares por esta UHR tem sido bastante valiosa, pois, devido à elevada capacidade das turbo-bombas, uma grande faixa de regulagem está disponível e é utilizada diariamente para o controle da frequência da rede.

Suas máquinas assíncronas, no modo turbina, podem gerar de 40 MW a 265 MW, enquanto as síncronas só podem gerar de 100 MW a 265 MW. Desta forma, as turbo-bombas de rotação variável podem fornecer 60 MW a mais, o que permite que a Vattenfall Europe aproveite até a menor potência, de 40 MW, economizando água no reservatório para uso posterior. A UHR é conectada à rede de transmissão de 50 Hz, no nível de tensão de 380 kV.

A sala de controle da usina concentra todos os processos operacionais de Goldisthal, que contam com a ajuda de um controlador lógico programável S7, fornecido pela Voith Siemens Hydro Power Generation, bem como é o local do controle central de todas as usinas hidrelétricas pertencentes à empresa Vattenfall Europe.

Destaca-se que as máquinas assíncronas podem partir mais rapidamente do que as unidades síncronas, em cerca de 75 segundos, uma vez que não há a necessidade de atingir a rotação síncrona para a sincronização das unidades de velocidade variável. A partir de 95% do valor da rotação síncrona, o conversor de frequência regula seus parâmetros para essa rotação e libera a unidade para sincronização. Em termos de operação, turbinas com rotação variável podem trazer ganhos de eficiência em até 20%, especialmente na faixa de carga parcial. Um controlador automático nas máquinas de rotação variável calcula

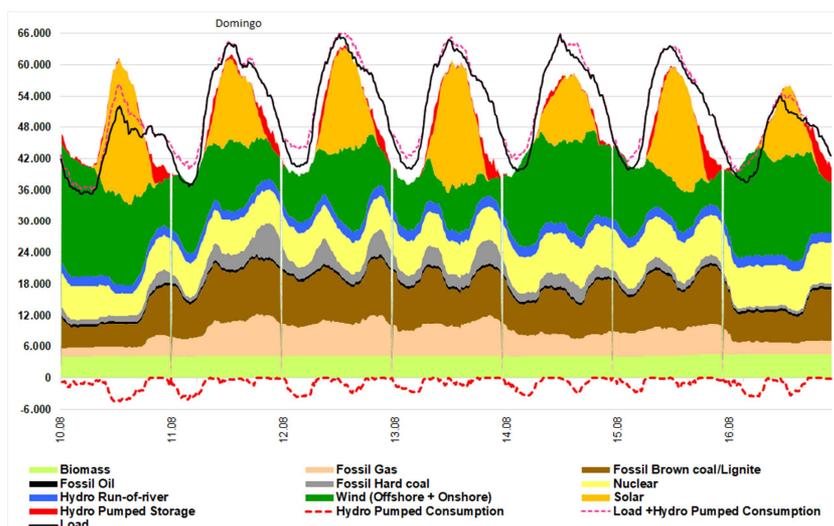
e ajusta constantemente essas unidades para uma produção ideal, com base na altura de queda disponível e na potência requerida.

No caso da UHR Goldisthal, as turbinas de rotação variável trouxeram ganhos de eficiência de até 10% em carga parcial e, para uma rotação síncrona de 333 rpm, a variação da rotação vai de 300 a 346 rpm.

Por fim, as Figuras 26 e 27 ilustram, para cada 15 minutos, a operação energética dos sistemas elétricos da Alemanha, no período de 10 a 16 de agosto de 2019 (verão europeu), e da Áustria, no período de 01 a 10 de janeiro de 2020 (inverno europeu), respectivamente, destacando-se que ambos os países operam UHRs.

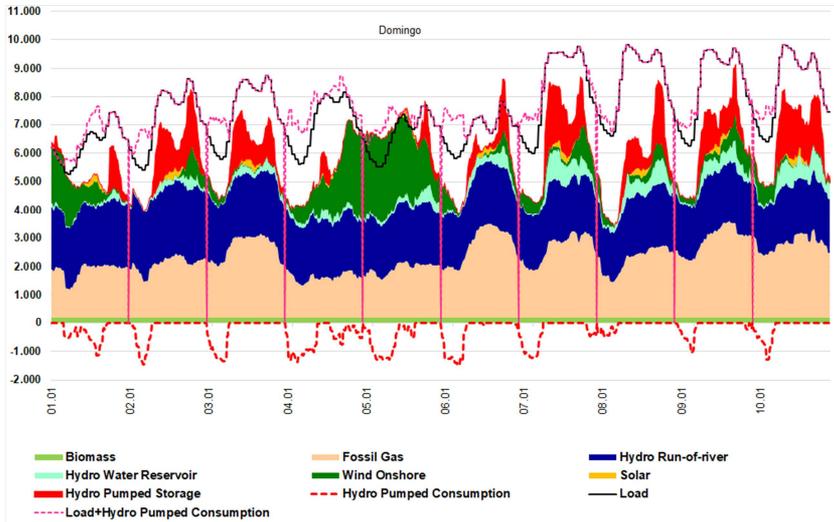
Os tipos de fontes de geração horária estão inseridos nos gráficos das duas figuras no formato de área acumulada, com cores distintas conforme cada um. A carga horária está indicada pela linha preta e a linha pontilhada na cor rosa corresponde ao somatório da carga com o consumo do bombeamento. Os intercâmbios totais de energia com diversos países, tanto de exportação quanto de importação, também podem ser observados nestas figuras, representados pelas áreas entre as curvas da carga e o acumulado das gerações. Ademais, a geração das UHRs aparece na cor vermelha e o bombeamento (valores negativos) em linhas pontilhadas vermelhas.

Figura 26: Operação energética do sistema elétrico alemão



Fonte: Elaboração própria, a partir de ENTSO-E (2021).

Figura 27: Operação energética do sistema elétrico austríaco



Fonte: Elaboração própria, a partir de ENTSO-E (2021).

Referências Bibliográficas

- Andrews, R. El Hierro third quarter 2018 performance update. *Energy, Environment and Policy*. Disponível em: <http://euanmearns.com/el-hierro-third-quarter-2018-performance-update/>.
- Argonne National Laboratory. *Pumped Storage Hydropower: Benefits for Grid Reliability and Integration of Variable Renewable Energy*. 2014.
- Arora, H. L.; Kishore, K.; Kumar, L.; Rawat, S. Quality and design aspects of the pump-turbine runner at the Tehri pumped-storage plant. *International Journal of Scientific & Engineering Research* Volume 10, Issue 11. 2019. AXPO. Limmern e Linthal. Disponível em: <https://www.axpo.com/ch/en/>.
- Bogenrieder, W. Pumped storage power plants. In: Heinloth, K. (Editor), *Energy Technologies - Renewable Energy*, Springer Materials, Volume 3C, 2006.
- Canales, F. A.; Beluco, A.; Mendes, C. A. B. Usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil e no mundo: aplicação e perspectivas, *Revista*

- Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental, 19 (2): 1230-1249, 2015.
- EDP Produção. Hydro Generation. Apresentação realizada em 9 de setembro de 2019, na cidade do Porto, em Portugal.
- ENAA, Engineering Advancement Association of Japan. Estação de energia subterrânea Okutataragi. 2002. Disponível em: <https://www.ena.or.jp/GEC/nec/html/nyokai/sk96-6.pdf>.
- ENTSO-E, European Network of Transmission System Operators for Electricity. Dashboard. Disponível em: <https://transparency.entsoe.eu/>.
- ESB, Energy for Generations. Turlough Hill. Disponível em: <https://esbarchives.ie/portfolio/turlough-hill/>.
- Gorona Del Viento El Hierro S.A. Wind-Pumped Hydro. Disponível em: <http://www.goronadelviento.es/en/wind-pumped-hydro/>.
- IHA, International Hydropower Association. Hydropower Pumped-Storage Tool. Disponível em: <https://www.hydropower.org/hydropower-pumped-storage-tool>.
- IHA, International Hydropower Association. Sediment Management – Case Study Tehri, India. 2017.
- IM Engineering. A Superlative is Launched: New Limmern Pumped-Storage Power Plant in Linthal (GL). Success Stories 14/15, 2018.
- Indian Institute of Technology Roorkee. Recent trends in hydro-electric engineering practice – electro mechanical works. 2007
- Japan International Cooperation Agency. Feasibility Study on Adjustable Speed. Pumped Storage Generation Technology. 2012.
- Kellner, T. Could this be the Most Extreme Power Plant in the World? GE News report, June 07, 2016.
- Muñoz, A.; Garcia, M.; Gerlich, M. Overview of storage technologies. 2016.
- MWH. Technical Analysis of Pumped Storage and Integration with Wind Power in the Pacific Northwest. 2009.
- Nagura, O.; Higushi, M.; Tani, K.; Oyake, T. Hitachi's Adjustable-speed Pumped-storage System Contributing to Prevention of Global Warming. 2010. Disponível em: http://www.hitachi.com/rev/pdf/2010/r2010_03_107.pdf.
- New Energy Foundation. IEA Hydropower. 水力実施協定 ANNEX 11 水力発電設備の更新と増強, 第二次事例収集, 2011. Disponível

- em:
https://www.nef.or.jp/ieahydro/contents/pdf/4th_a11/jp/08.pdf.
- NS Energy. Cortes-La Muela Hydroelectric Power Complex. Disponível em:
<https://www.nsenenergybusiness.com/projects/cortes-la-muela-power-complex>.
- Palizban, O.; Kauhaniemi, K. Energy storage systems in modern grids – Matrix of technologies and applications, *Journal of Energy Storage* 6 (2016) 248-259.
- Nunes, A. C.; Moreira, A. P.; Sarmiento, C.; Teixeira, F. B.; Duarte, F.; Portal, N.; Cavaco, T.; Mendes, V. Usinas Reversíveis – A experiência da EDP em Portugal. Apresentação realizada em 11 de dezembro de 2019, na cidade do Porto, em Portugal.
- Pérez-Díaz, J. I.; Cavazzini, G.; Blázquez, F.; Platero, C.; Fraile-Ardanuy, J.; Sánchez, J. A.; Chazarra, M. Technological developments for pumped-hydro energy storage, Technical Report, Mechanical Storage Subprogramme, Joint Programme on Energy Storage, European Energy Research Alliance, May 2014.
- Power. Spain inaugurates 2-GW pumped storage facility. 2013. Disponível em:
<https://www.powermag.com/spain-inaugurates-2-gw-pumped-storage-facility/>.
- Rye Development. Goldendale Energy Storage Project. Disponível em:
<https://www.ryedevelopment.com/wp-content/uploads/2018/09/May-1-2019-Presentation.pdf>.
- Sociedade Portuguesa de Geotecnia. Venda Nova III – Reforço de Potência do Aproveitamento Hidroelétrico de Venda Nova. Maio de 2018.
- Spitzer, F.; Penninger, G. Pumped Storage Power Plants – Different Solutions for Improved Ancillary Services through Rapid Response to Power Needs. *HydroVision*. 2008.
- Suiryoku. Kansai Electric Power Co., Inc. Estação de energia Oku Tataragi. 2013. Disponível em:
<http://www.suiryoku.com/gallery/hyogo/okutatar/okutatar.html>.
- Voith. Planejamento de Usinas Reversíveis: Tópicos Relevantes. 2018.
- Voith. Recent Developments of Hydropower Machines for Pumped Storage Projects. 2019.

Capítulo 3

Experiência Internacional de Usinas Hidrelétricas Reversíveis: Aspectos Regulatórios, Institucionais e Econômicos

*Ana Carolina Católico
Camilla Vieira
Roberto Brandão
Thiago Campos
Julian Hunt
Luiza Masseno
Pedro Vardiero.*

As usinas hidrelétricas reversíveis (UHRs) são consideradas a forma mais eficaz de armazenamento de energia em grande escala do mundo, sendo responsáveis pela maior parte do estoque total de energia dos sistemas elétricos a nível global. Inicialmente, os projetos surgiram associados à expansão de usinas térmicas nucleares e térmicas a carvão nos sistemas elétricos e, em períodos recentes, à crescente participação de fontes de energia alternativa intermitente, como as energias eólica e solar.

Apesar da consolidação das UHRs como uma importante tecnologia de armazenamento e das diversas unidades em operação pelo mundo, a maioria destas usinas foi construída até os anos de 1990, ou seja, antes das reformas liberalizantes dos mercados elétricos e condicionadas às estruturas de modelos regulatórios tradicionais.

Desta forma, países, como os Estados Unidos, dotados de elevada capacidade instalada de UHRs, via de regra, não vêm realizando investimentos recentes na construção de novas usinas deste tipo. Mesmo na Europa, onde alguns empreendimentos foram construídos nos últimos anos, o ritmo de introdução de novos projetos arrefeceu após as reformas liberalizantes. Deste modo, a construção de UHRs vem sendo liderada por um novo grupo de países, dentre os quais se

destaca a China. Em 2018, o parque gerador elétrico chinês apresentou uma capacidade instalada total de UHRs de, aproximadamente, 22 GW (a maior do mundo), equivalente a 1,6% de sua matriz energética (Castro *et al.*, 2018).

Esta notável mudança de cenário, marcada pela realocação da construção de UHRs no espaço geográfico, teve como principal motivação a abertura dos mercados elétricos nos países centrais. As reformas estruturais nos mercados de energia trouxeram uma série de desafios à construção de UHRs, principalmente no que tange à viabilização de novos investimentos, uma vez que os mecanismos de remuneração pela energia colocada no mercado e a valoração de serviços ancilares muitas vezes não são proporcionais aos benefícios sistêmicos fornecidos por estes empreendimentos.

Atualmente, apesar dos desafios impostos pelas transformações regulatórias, os projetos de UHRs vêm sendo retomados por diversos países. Estes empreendimentos têm sido apontados como essenciais no processo de transição energética, pois são capazes de fornecer flexibilidade operativa aos sistemas elétricos, em um contexto de aumento da participação de usinas renováveis intermitentes.

No Brasil, as transformações da matriz elétrica nacional se somam à reestruturação dos arcabouços regulatório, operativo e comercial vivenciada pelo setor. O Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 (PDE 2027), elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), traz apontamentos sobre as dificuldades no atendimento de ponta e a necessidade de potência complementar nas próximas décadas. Frente a esta problemática, as UHRs emergem como uma tecnologia alternativa para o abastecimento da demanda horária, bem como para a regularização do sistema.

Embora as UHRs sejam percebidas como uma alternativa viável para o sistema elétrico nacional, a estrutura do marco regulatório atual apresenta uma série de obstáculos à sua inserção, carecendo de definições, regras de contratação e remuneração para estes empreendimentos. Desta forma, o estudo da experiência internacional torna-se primordial para o desenvolvimento de aprimoramentos e de novas propostas regulatórias, capazes de viabilizar a inserção desta tecnologia no Setor Elétrico Brasileiro (SEB).

Posto isto, este capítulo tem como objetivo central identificar as principais estruturas regulatórias utilizadas em países que possuem UHRs construídas em anos recentes, a fim de compreender os modelos de remuneração adotados, a forma de integração ao sistema de transmissão, as instituições envolvidas no processo de planejamento e

construção e as estratégias para a expansão, a curto e longo prazos, destes empreendimentos.

Para tal, foi realizado um levantamento do parque gerador de UHRs, a nível global, identificando os países que apresentaram usinas em operação ou planejamento a partir do Século XXI. Em seguida, foi selecionado um conjunto de três países com particularidades de significativa relevância para o estudo regulatório de UHRs, a citar: Portugal, China e Suíça.

Tendo em vista as características de mercado liberalizado do SEB, a pesquisa adotou como referência um recorte temporal de 2000 a 2019, pois se compreende que é justamente neste período em que se concentram os maiores desafios e limitações à inserção de UHRs nos sistemas elétricos mundiais. Desta forma, foi possível entender o papel atual das UHRs nos sistemas elétricos e a transformação de suas funções ao longo da trajetória histórica dos sistemas elétricos no âmbito internacional.

O capítulo está dividido em três seções, além desta introdução. A Seção 3.1 compreende o histórico de desenvolvimentos das UHRs no mundo, enquanto a Seção 3.2 trata dos modelos regulatórios aplicados à implementação das usinas. Por fim, a Seção 3.3 traz os estudos de casos internacionais selecionados.

3.1. Histórico do desenvolvimento das usinas hidrelétricas reversíveis

Os primeiros usos de UHRs remontam à década de 1890, na Suíça e na Itália, onde as usinas faziam uso de técnicas de bombeamento reverso para estocar água e, conseqüentemente, energia. Ao longo dos anos de 1930, esta tecnologia já era largamente empregada principalmente na Europa, enquanto os Estados Unidos possuíam apenas uma unidade com capacidade de 25 MW, no estado de Connecticut (CESP, 2014). A partir de então, entre as décadas de 1960 a 1980, as UHRs se consolidaram como tecnologia nos sistemas energéticos mundiais.

Em um primeiro momento, a utilização das UHRs esteve associada à complementação de geração de energia elétrica, em horários de ponta, a outras fontes energéticas, como a nuclear e o carvão, nos Estados Unidos e no Japão. Ressalta-se que, neste período, a maior parte da geração elétrica, no mundo, era composta por combustíveis fósseis, energia nuclear e hidroeletricidade.

Desta forma, o papel das UHRs era auxiliar as fontes inflexíveis de energia, sobretudo combustíveis fósseis e nucleares, a acompanhar a carga do sistema de energia elétrica. Ao armazenar energia, em momentos de baixo consumo, e gerar, em momentos de alta demanda, era possível otimizar a operação de geração dessas fontes, proporcionando um ganho de confiabilidade. As usinas a carvão ou nucleares podiam, assim, continuar atuando na base com máxima eficiência, enquanto as UHRs operavam nas demandas de pico, ocasião em que a necessidade de potência era mais alta e o armazenamento economicamente menos atraente.

Outro fator que impulsionou a construção de UHRs nos EUA foram as crises do petróleo vivenciadas ao longo da década de 1970. A elevação do preço do óleo e do gás, observada neste período, em conjunção à incerteza sobre o comportamento dos preços futuros levaram as concessionárias de energia elétrica a analisar as UHRs como uma alternativa para o atendimento da demanda de pico, em substituição às usinas termelétricas (UTES). Tendo em vista que o custo de operação das UHRs era muito menor, se comparado às UTES, e que o custo de investimento das duas tecnologias era similar, as usinas reversíveis se tornaram alternativas relativamente mais atrativas, mesmo sem considerar todos os seus potenciais benefícios (Barbour *et al.*, 2016).

No entanto, no decorrer das décadas seguintes, os declínios do preço do petróleo e dos custos de instalação de UTES de ciclo combinado a gás de partida rápida, proporcionaram a diminuição do interesse dos investidores na tecnologia de UHRs, resultando, deste modo, na redução da construção destes empreendimentos, a partir dos anos de 1990 (Barbour *et al.*, 2016).

Outro país que investiu de forma consistente na construção de UHRs, com o intuito de complementar a geração nuclear e auxiliar na geração de ponta de UTES, foi o Japão. Historicamente, o Japão possui uma dependência de recursos energéticos e, hoje, 95% dos combustíveis fósseis utilizados para a geração de energia são importados. Desta forma, o país optou pelo uso de usinas nucleares como principal fonte energética.

Por isso, com a finalidade de complementar a geração nuclear e garantir o atendimento de ponta e a flexibilidade adequada ao sistema elétrico, o Japão investiu na construção de UHRs. O baixo intercâmbio de energia entre o Japão e os outros países também contribuiu para a expansão das UHRs, com o objetivo de aumentar a segurança energética e mitigar a dependência externa. Destaca-se, inclusive, que o

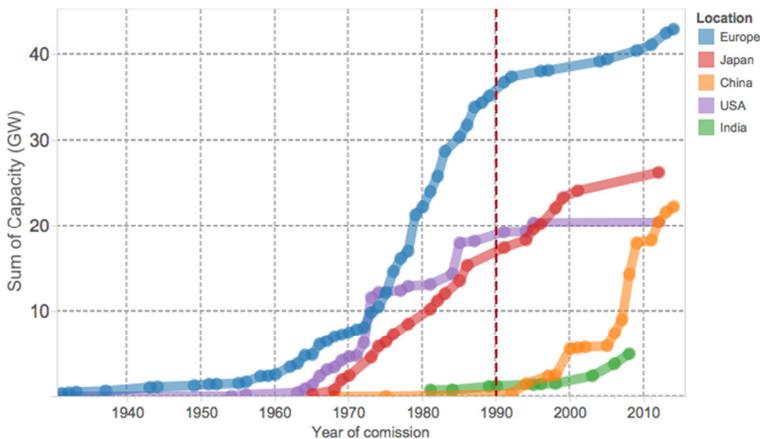
Japão foi pioneiro na construção de UHRs *offshore*, tecnologia que estoca a água do mar no reservatório superior (Barbour *et al.*, 2016).

Ainda no que diz respeito ao primeiro momento de inserção das UHRs, destacam-se os países europeus, nos quais cerca de 80% das usinas foram instaladas entre as décadas de 1960 e 1990 (Barbour *et al.*, 2016). Comumente, a construção das UHRs, nestes países, esteve relacionada à forte expansão de usinas nucleares.

No entanto, apesar desta tendência, alguns países possuem um importante desenvolvimento de UHRs, independente da presença de usinas nucleares. Em países que já apresentam uma participação significativa de energia hídrica na matriz elétrica, as UHRs surgem com a funcionalidade de estocar energia em períodos de alta afluência, para posterior uso em momentos de alta demanda e baixa afluência. Destaca-se que, em geral, estas UHRs são do tipo sazonal.

O Gráfico 1 mostra o aumento das UHRs em diferentes regiões do mundo (Europa, Japão, China, EUA e Índia), de 1930 a 2015. Nota-se que, no Japão, na Europa e nos Estados Unidos, este aumento foi mais acentuado entre os anos de 1970 e 1990. Em particular, na Europa, este crescimento ocorreu devido ao grande aumento da demanda de energia, antecipando, inclusive, o já previsto avanço das fontes renováveis de energia, como as usinas eólicas.

Gráfico 1: Desenvolvimento de UHRs na Europa, no Japão, na China, nos EUA e na Índia (1930-2015)



Fonte: Barbour *et al.* (2016).

Conforme se depreende do Gráfico 11, em contraposição ao que se observou nos países europeus, nos Estados Unidos e no Japão, a expansão das UHRs, na China e na Índia, se consolidou a partir dos anos 2000. Destaca-se que, em anos recentes, a inserção dos projetos de UHRs esteve frequentemente relacionada à expansão de fontes renováveis alternativas não controláveis, com o objetivo de permitir o ajuste entre a geração e a carga. Nota-se que este movimento é diferente daquele observado, no mundo, ao longo das décadas anteriores, quando o crescimento ocorreu, sobretudo, como apoio às usinas nucleares.

Especificamente em relação à China, pode-se atribuir a forte expansão de UHRs ao rápido desenvolvimento econômico do país, o qual manteve a taxa de consumo de energia elevada nos últimos anos. Neste contexto, as UHRs foram concebidas como uma alternativa para acompanhar as flutuações de carga e assegurar a confiabilidade do sistema elétrico.

Recentemente, tendo em vista as metas do governo chinês de reduzir as emissões de gases poluentes, o número de fontes de energia alternativas intermitentes aumentou significativamente. Neste sentido, as UHRs despontaram como uma excelente solução para acomodar a forte expansão das renováveis intermitentes. A indisponibilidade de infraestrutura de transmissão de energia também impulsionou o desenvolvimento da tecnologia, de modo que as UHRs foram utilizadas como mecanismo de postergação da expansão da rede. Além disso, a China possui grande quantidade de UTEs, sobretudo a carvão, as quais se beneficiam com a presença das reversíveis, já que grande parte delas é menos eficiente e econômica quando operadas com carga parcial.

Pode-se concluir, assim, que o uso das UHRs ao redor do mundo não é algo inovador no sentido tecnológico, pois este mecanismo já tem sido empregado em vários países desde a década de 1930. No entanto, o contexto energético no qual esta tecnologia foi empregada, no passado, se mostra diferente das motivações provenientes da realidade atual. Posto isto, na próxima seção, serão analisados os diferentes modelos regulatórios das UHRs, em cada um destes períodos históricos.

3.2. Modelos regulatórios de usinas hidrelétricas reversíveis

3.2.1. Modelos regulatórios tradicionais

Tendo em vista os diferentes momentos históricos da trajetória de desenvolvimento das UHRs a nível global, é possível caracterizar a existência de dois modelos regulatórios principais que envolvem os casos de inserção destas usinas nos diferentes sistemas elétricos. De forma geral, observa-se a aplicação destes modelos em um momento anterior às reformas liberalizantes dos mercados elétricos, devido ao fato de a maior parte das UHRs ter sido construída ao longo deste período histórico.

No primeiro modelo, a UHR surge como parte dos ativos operacionais de uma empresa verticalmente integrada, remunerada frequentemente pelo custo do serviço. Nesta forma de remuneração, a tarifa de energia elétrica é dimensionada e fixada de modo a recuperar os custos operacionais e os investimentos, dentre os quais se incluem aqueles advindos da inserção e da operação das UHRs. Sob a vigência deste modelo, estão os casos de mercados de eletricidade caracterizados pela atuação das usinas térmicas de base, complementadas pela operação de UHRs.

Neste contexto, não há um esquema de remuneração específico para as UHRs, já que elas são remuneradas como os demais projetos e investimentos da empresa verticalmente integrada. Adicionalmente, a companhia possui a liberdade para desenhar uma solução de menor custo, de sua preferência, para abastecer o seu mercado.

Este modelo foi muito utilizado na primeira onda de inserção das UHRs no mundo, em empresas verticalizadas com estrutura de monopólio pertencentes a mercados ainda não liberalizados ou em estado inicial de liberalização, mas com pouca ou nenhuma separação entre os segmentos de geração, transmissão distribuição e comercialização de energia elétrica (Barbour *et al.*, 2016).

Ainda inserido em uma abordagem tradicional, porém menos frequente do que o primeiro tipo, se identifica um segundo modelo regulatório, praticado em regimes regulatórios em estágios iniciais de liberalização. Neste modelo, as UHRs integram os ativos de uma empresa de geração (produtor independente), vendendo energia através

de um contrato do tipo *Power Purchase Agreement* (PPA)¹. Não há, aqui, um monopólio da geração, sendo possível uma empresa independente firmar um contrato de logo prazo com a distribuidora que lhe garanta uma previsibilidade de fluxos de caixa para investir em novos projetos de geração. Neste contexto, caso seja requerido que a empresa de geração forneça energia dentro de certas especificações (por exemplo, acompanhando a curva de carga), uma UHR poderia contribuir com a viabilização do volume de energia negociado no contrato.

Deste modo, as UHRs podem vir a fornecer flexibilidade ao agente gerador, complementando a estrutura operacional de seu parque, composto por outras fontes de geração de base. Neste caso, o gerador que precisa entregar energia dentro de certas especificações, como as plantas a carvão ou nuclear, consegue, na prática, fornecer uma curva de geração líquida adequada às necessidades do sistema.

Novamente, neste modelo, não há um esquema de remuneração específica para as UHRs, haja vista que este tipo de usina faz parte de uma estratégia de flexibilização utilizada pelo agente gerador. Exemplos contemporâneos que se encaixam neste modelo são a UHR Espejo de Tarapacá, ainda em planejamento no Chile, caracterizada pela geração solar integrada a uma UHR, com o objetivo de fornecer energia em regime contínuo, e alguns casos de UHRs implementadas na Índia, associadas à geração térmica a carvão.

3.2.2. Impactos da liberalização na regulação de usinas hidrelétricas reversíveis

Até o final dos anos de 1980, a maioria dos ativos de UHRs era remunerada pelo custo de serviço. Todavia, a partir da década de 1990, teve-se início um intenso processo de liberalização dos mercados de energia a nível mundial, que impactou diretamente a estrutura regulatória e de remuneração dos ativos de geração, ao qual se incluem as UHRs (Barbour *et al.*, 2016).

Nos mercados europeus, as reformas se iniciaram no final da década de 1980 e se intensificaram a partir da década seguinte, com a introdução de concorrência em estruturas de mercado que eram ante-

¹ Os PPAs são contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica de longo prazo. Na negociação, ficam acordados o preço e o volume da energia comercializada entre as partes.

riormente monopolizadas. As reformas estavam inseridas em um plano geral de liberalização de mercados e tinham como finalidade a integração dos mercados nacionais europeus, tanto por meio do aperfeiçoamento das estruturas regulatórias de comercialização, quanto pelo reforço das redes de transmissão transfronteiriças, estimulando, no longo prazo, a formação de um mercado único. Deste modo, as reformas foram sendo implementadas gradualmente, com a separação de atividades monopolísticas e competitivas, o estabelecimento do operador do sistema de transmissão independente (TSO) e a escolha, por parte do consumidor, de seu fornecedor de energia elétrica (Castro *et al.*, 2019)

Diferentemente da Europa, nos EUA, a predominância do capital privado no setor elétrico e a ruptura da integração vertical provocada pelo *Public Utility Regulatory Policies Act* (PURPA), ainda nos anos de 1970, com a criação dos produtores independentes, fizeram com que as reformas setoriais estivessem focadas em completar a desverticalização do setor e em criar mercados atacadistas competitivos. A reforma norte-americana ocorreu de forma fragmentada, através da formação de estruturas regionais, os chamados *Independent System Operators* (ISO), a citar, New England ISO, NYISO, PJM, MISO, CAISO e ERCOT, sem um plano de criação de um mercado elétrico nacional. Ademais, parte substancial dos estados americanos optou por não criar ou aderir a mercados de energia, mantendo uma estrutura setorial com monopólios verticalizados, nos moldes praticados deste os anos de 1970 (Castro *et al.*, 2019).

Nos mercados de energia liberalizados, a remuneração pelo custo de serviço e os mecanismos de PPAs deixaram de ser utilizados ou passaram a ter aplicações pontuais. Eventualmente, os contratos já existentes não foram reincididos, porém não foram firmados novos PPAs. Pode-se citar, por exemplo, a reforma do mercado atacadista inglês, que possuiu muitas fases e modelos, incluindo os *New Electricity Trading Arrangements* (NETA)¹.

As UHRs construídas, em um contexto de sistemas elétricos liberalizados e desverticalizados, passaram a enfrentar grandes problemas de remuneração para recuperar seus custos de investimento e, até mesmo, de operação. Estas dificuldades decorrem do fato de que as UHRs deixam de ser parte de uma solução de uma empresa regulada

¹ O NETA foi o sistema elétrico implementado em 1997, no Reino Unido, responsável pela criação do mercado atacadista no país.

pelo custo do serviço ou que vende energia através de PPAs e passam a ser categorizadas como uma unidade econômica autônoma atuante no mercado de energia. Entretanto, mesmo com tal mudança de categoria, via de regra, estas UHRs permaneceram com o mesmo proprietário, como ocorreu, por exemplo, com a *Scottish Power*, na Escócia, e com a EDF, na França.

Assim, de modo geral, a UHR passa a ser classificada como uma unidade geradora, competindo com os demais geradores e consumidores em um mercado físico de energia e com uma dinâmica determinada pela oferta de preços dos agentes. Deste modo, a usina deixa de atuar em uma condição de ativo de uma empresa com tarifa regulada para assumir o papel de unidade autônoma, funcionando como um tipo de gerador nestes mercados, fato que pode acarretar em desafios e inconsistências, principalmente no que diz respeito à remuneração destes projetos.

3.2.3. Remuneração nos modelos regulatórios liberalizados

Segundo Zuculin *et al.* (2014) e Canale *et al.* (2015), existe uma série de dificuldades em torno do processo de remuneração das UHRs. De acordo com os autores, estas não podem ser categorizadas como um novo tipo de fonte geradora pura, haja vista que são consumidoras líquidas de energia, isto é, consomem mais energia do que são capazes de produzir, e suas funções e aplicações estão mais direcionadas ao fornecimento de serviços de armazenamento energético e de benefícios sistêmicos. Desta forma, as incertezas geradas quanto à classificação da função das UHRs trazem obstáculos para sua incorporação nos marcos regulatórios.

Atualmente, ao observar a dinâmica dos mercados liberalizados, se verifica que a remuneração das UHRs ocorre, principalmente, a partir de dois tipos de mecanismos, quais sejam, a operação de compra e venda de energia nos mercados diário e intradiário e a oferta de serviços ancilares ao operador do sistema.

Destaca-se que a primeira estratégia está diretamente relacionada à arbitragem de preços, ou seja, à compra e venda em simultâneo de produtos muito semelhantes, de forma a lucrar com a diferença de preços. Porém, as operações de arbitragem influenciam nos preços dos ativos, reduzindo as suas diferenças.

Neste mecanismo, a UHR utiliza a energia excedente proveniente de outras unidades de geração, em um momento de baixa demanda e menor preço, para armazenar água em um reservatório. Posterior-

mente, aproveita este recurso para gerar energia elétrica em um momento de alta demanda e preços mais elevados, ganhando com a diferença de preço existente entre os dois períodos.

Todavia, nota-se que, se não houver falhas de mercado, não haverá oportunidades de arbitragem. Por sinal, diz-se que mercados altamente líquidos, que não tenham distorções de preços, estão arbitrados. Por isso, não faz sentido, do ponto de vista econômico, investir em ativos fixos, como as UHRs, para ganhar com arbitragem, pois estas oportunidades de ganho só persistem enquanto houver distorções na formação dos preços, o que não pode ser garantido no longo prazo.

No que diz respeito ao segundo mecanismo, em grande parte dos mercados, ainda não há regras de remuneração de serviços ancilares, embora sejam reconhecidos os seus benefícios aos sistemas elétricos. Nos sistemas que apresentam mercados de serviços ancilares, as UHRs concorrem com as demais unidades geradoras tradicionais. Contudo, as receitas auferidas por este tipo de serviço tendem a ser relativamente menores do que a estrutura de custos das UHRs, podendo ser insuficientes para a viabilização de novos projetos.

3.2.4. Desafios e possíveis soluções

Os principais desafios da implementação de UHRs em mercados liberalizados estão relacionados às dificuldades de remuneração dos custos de investimentos e de operação. A arbitragem entre preços de ponta e fora de ponta sempre cobre os custos variáveis (compra de energia para bombeamento), mas nada garante que será suficiente para cobrir os custos fixos e remunerar o capital investido na construção da usina.

Recentemente, na Europa, assiste-se à queda nos preços médios da energia no mercado atacadista, bem como a diminuição dos preços da energia durante o dia, devido ao aumento da penetração da geração solar em mercados importantes. Este quadro vem se desdobrando na precariedade da situação financeira de diversas UHRs, como o caso da recém inaugurada UHR de Limmern, na Suíça, entre outras (Petal, 2017).

Apesar das dificuldades regulatórias e de remuneração encontradas nos mercados liberalizados, a implementação de UHRs continua em debate nos principais mercados elétricos internacionais. Atualmente, no movimento de transição energética promovido pelos setores elétricos a nível global, existe um consenso de que o processo de descarbonização requer o aumento da geração renovável não con-

trolável. Para garantir a estabilidade do sistema diante da alta participação de fontes intermitentes, é essencial a introdução de mecanismos de armazenamento de energia em larga escala. Dentre estes, destaca-se a tecnologia das UHRs.

Deste modo, nos últimos anos, em virtude do crescimento das energias renováveis intermitentes, notadamente as energias eólica e solar, se verifica um significativo montante de investimento na tecnologia de UHRs, sobretudo na China, país que tem liderado os investimentos em renováveis a nível mundial. Para que os investimentos em UHRs de difundam, porém, em muitos países é necessária a introdução de uma regulação que permita viabilizar novos projetos deste tipo.

Além da garantia de estabilidade ao sistema, os investimentos em UHRs também são motivados por seus benefícios sistêmicos. Em geral, tais benefícios aparecem na forma de custos evitados, com a substituição de investimentos em ativos de rede, a redução de *curtailment* de geração renovável¹ e os ganhos de confiabilidade na geração de ponta.

No mercado europeu, nota-se a existência de mecanismos de suporte à implementação de UHRs nos sistemas elétricos. Neste sentido, destaca-se o caso do sistema elétrico português, que promoveu mecanismos de incentivo às UHRs, através da prorrogação das concessões de usinas através do reforço de potência e do próprio Plano Nacional de Barragens, os quais viabilizaram a construção de diversas UHRs no país.

Recentemente, a Comissão Europeia apresentou uma lista de Projetos de Interesse Comum (*Projects of Common Interest - PCIs*) para a promoção do crescimento e desenvolvimento da infraestrutura, dentre os quais se encontram projetos de construção e ampliação de UHRs. Os projetos são suportados, em geral, através dos *EU's Cohesion Fund*, *European Regional Development Fund (ERDF)*, *European Investment Bank (EIB)* e *European Fund for Strategic Investments (EFSI)* (EC, 2019).

Os projetos de UHRs que se candidataram ao suporte da União Europeia se encontram em diferentes estágios de maturação. Na Espanha, por exemplo, existem três projetos, incluindo duas UHRs de mais de 3 GW. Há, também, usinas planejadas para Áustria, Estônia, Lituânia, Grécia e Bulgária. Na Bélgica, observa-se um caso particular

¹ O *curtailment*, ou corte, se caracteriza como a quantidade de energia renovável gerada que não é utilizada pelo sistema elétrico, ficando “perdida”.

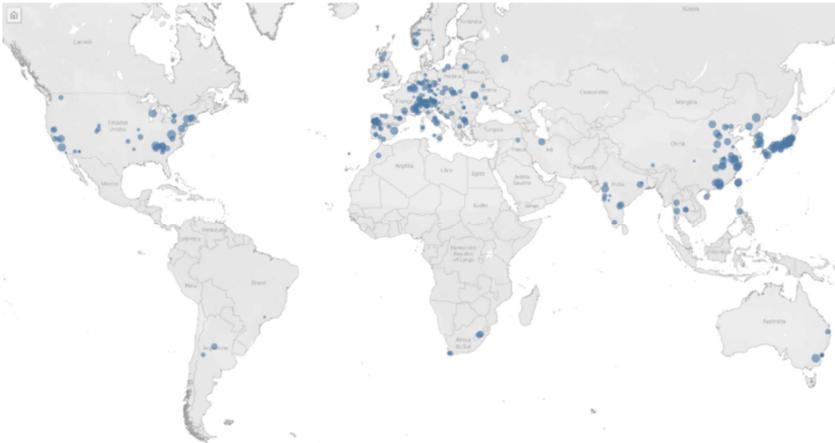
de UHR *offshore* de 550 MW, em uma ilha artificial, denominado "Iland"¹, combinando a produção de energia eólica e fotovoltaica com o bombeamento hidráulico das reversíveis (EU, 2019).

3.3. Experiência Internacional com usinas hidrelétricas reversíveis

Até os anos de 1990, os países europeus e os EUA lideraram o *ranking* de países com maior capacidade instalada de UHRs. Todavia, nos últimos anos, a China vem se sobressaindo com um significativo número de usinas em operação e em construção.

Ao analisar a disposição das UHRs em operação no mundo, no ano de 2019 (Figura), percebe-se a grande participação da China, seguida de Japão, Estados Unidos, Espanha e Itália. Por outro lado, na América Latina, a UHR ainda é percebida como uma tecnologia recente e incipiente.

Figura 1: Localização geográfica das UHRs em operação no mundo, em 2019



Fonte: IHA (2021).

A partir da Figura, verifica-se também que, na Europa, as UHRs se encontram localizadas em regiões montanhosas, como Áustria, Fran-

¹ Mais informações disponíveis em: <https://www.iland-energystorage.be/>.

ça, Alemanha, Itália, Espanha e Suíça, devido às características geográficas favoráveis à sua inserção.

Por outro lado, ao se analisar as usinas em construção, também para o ano de 2019 (Figura 2), este cenário se modifica consideravelmente. É possível verificar que países de grande capacidade instalada, como EUA e Japão, não possuem usinas em construção, uma vez que os novos projetos se concentram na China, em Portugal, na Áustria, na Coreia do Sul e na Índia.

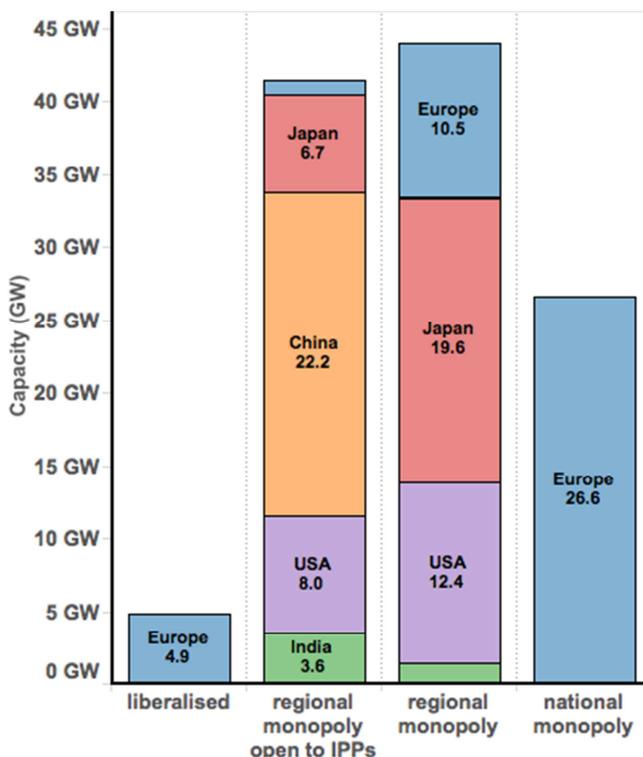
Figura 2: Localização geográfica das UHRs em construção no mundo, em 2019



Fonte: IHA (2021).

Conforme mencionado, implementação das UHRs no mundo ocorreu em momentos históricos distintos e sob ambientes de mercado heterogêneos. Neste aspecto, a maior parte das UHRs em operação foi construída em períodos anteriores às reformas liberalizantes do setor elétrico. Observando o Gráfico 2, percebe-se que 95% das UHRs existentes foram construídas em condições de monopólio (nacional ou regional), enquanto que menos de 5% foram comissionadas em mercados liberalizados (Barbour *et al.*, 2016).

Gráfico 2: Tipos de mercados e a capacidade instalada de UHRs (GW) no mundo, em 2016



Fonte: Barbour *et al.* (2016).

Mesmo em anos mais recentes, ressalta-se que os investimentos em UHRs têm ocorrido, principalmente, em mercados que ainda estão sob propriedade pública, como o caso da China. Todos os casos de UHRs construídas em mercados liberalizados ocorreram na Europa e, dentre estes, alguns se desdobraram em episódios marcados por prejuízos financeiros diante das dificuldades de remuneração e retorno dos investimentos aplicados.

Considerando esta diversidade de regimes e de estruturas regulatórias, Barbour *et al.* (2016) realizaram o levantamento dos países que possuem UHRs em seu parque gerador, analisando os mecanismos de mercado utilizados, atualmente, em cada um deles. O Quadro apresenta uma síntese dos resultados encontrados pelos autores.

Quadro 1: Países com UHRs e os mecanismos de mercado utilizados

País	Tipo de Mercado	UHR pertence à transmissão	Mecanismos de Mercado
Grã-Bretanha	Mercado liberalizado e completamente desverticalizado (G, T, D e C).	Não	Mercados diário, intradiário e de serviços ancilares. Pertencem a grandes <i>utilities</i> (Engie, Scottish Power), que as utilizam para <i>trading</i> interno.
EUA	Existem mercados liberalizados e parcialmente liberalizados. Há desde desverticalização contábil até nenhuma desverticalização.	Não (nos mercados liberalizados)	Mercados diário de tempo real e serviços ancilares. Em mercados regulados, há remuneração por custo de serviço, porém não há uma remuneração específica para UHRs.
Alemanha	Mercado liberalizado; desverticalização legal.	Não	Competição nos mercados diário, intradiário e de serviços ancilares. São utilizadas para <i>trading</i> interno em <i>utilities</i> .
China	Parcialmente liberalizado; desverticalização legal.	Sim	Tarifas aprovadas para projetos individuais baseadas em custos médios ou em sistema de " <i>cost-plus</i> ", incluindo tarifa de capacidade, tarifa T&D, tarifa em duas partes e preço baseado em geração.
Japão	Parcialmente liberalizado; desverticalização contábil.	Sim	Remuneração por custo de serviço e participação de mercado.
Índia	Mercado competitivo; separação legal.	Sim	Competição no mercado de eletricidade e PPA's de longo prazo para oferta de ponta.
Suíça	Parcialmente liberalizado; separação legal.	Sim	Pode explorar o preço de mercado de países vizinhos, competição no mercado de eletricidade, pode ser propriedade de distribuidora.

Fonte: Elaboração própria, a partir de Barbour *et al.* (2016).

Deste modo, é possível observar que não existe um padrão internacional sobre o enquadramento regulatório, as políticas de incentivo de investimento e as estratégias operacionais ótimas para as UHRs em

mercados liberalizados. Na maioria dos países, sequer existem regras e normatizações específicas para estas usinas, estando incluídas nas diretrizes dos ativos de geração hidrelétrica.

A fim de compreender a estrutura regulatória dos mercados com UHRs comissionadas e anunciadas em período recente, foi selecionado um conjunto de três países para análise: Portugal, China e Suíça. Neste aspecto, entende-se que o prévio conhecimento de experiências internacionais na incorporação de UHRs permitirá a identificação dos principais entraves para a entrada desta tecnologia no Brasil, além de contribuir para a formulação de aprimoramentos regulatórios específicos para este tipo de usina.

3.3.1. Portugal

3.3.1.1. Função das usinas hidrelétricas no sistema elétrico

Em Portugal, a maior parte dos aproveitamentos hidrelétricos reversíveis situa-se na Região Norte do país, na Bacia Hidrográfica do Douro, tal como a maioria das barragens tradicionais com reservatórios de acumulação ou fio d'água existentes. Desta forma, a Bacia do Douro é responsável por mais de 50% da produção hídrica de Portugal (Freitas, 2015).

Destaca-se que os diversos rios que abastecem as bacias hidrográficas de Portugal apresentam nascente na Espanha, ou seja, o país não tem controle da afluência destes recursos hídricos. Neste aspecto, o desejo pelo aumento da autonomia e da gestão destes recursos foi um dos primeiros impulsos para o setor elétrico português decidir pela realização de investimentos na construção de UHRs.

Diante deste contexto, durante a década de 1960, iniciou-se a implementação de UHRs no território português. Em 1964, foi construída a primeira usina, a UHR de Alto Rabagão, com 72 MW e reservatório de regularização. A partir de então, diversas UHRs foram implementadas pelo país e, em outras situações, usinas hidrelétricas tradicionais foram convertidas em reversíveis (Freitas, 2015).

Nas últimas décadas, a construção de UHRs esteve associada à gestão da intermitência das fontes alternativas renováveis, em geral atuando de forma complementar à geração eólica. Destaca-se que grande parte destas usinas foi construída sob a vigência do Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH). Lançado em 2007, o programa teve como objetivo reduzir a dependência energética e as emissões de gases potencializadores do

efeito estufa. Desta forma, a medida definiu metas de aumento da potência hidrelétrica instalada, incentivando a realização de novos aproveitamentos hídricos.

Naquela ocasião, foram analisados 25 projetos já inventariados nas Bacias Hidrográficas do Douro, Tejo, Vouga e Montego, dos quais foram selecionados 10 para implementação, a citar: Foz Tua, Fridão, Padroseiros, Gouvães, Daivões, Alto Tâmega, Almourol, Pinhosão, Girabolhos e Alvito. Tendo em vista o caráter agressivo das metas propostas para o aumento da capacidade instalada da matriz, o setor elétrico português enfrentou uma série de dificuldades para cumprir estes compromissos.

O desafio constava em construir um grande volume de projetos em um curto período de tempo. Apesar dos esforços do governo, nem todas as UHRs previstas foram implementadas, devido à reprovação das avaliações de impactos ambientais (ex.: Padroselos) e à falta de empresas interessadas em realizar os investimentos necessários (ex.: Almourol e Pinhosão).

Em 2015, entrou em operação a UHR de Baixo Sabor (145 MW) e, em 2017, a UHR de Frades II ou Venda Nova III (781 MW), a maior UHR em capacidade instalada do país. Em 2016, o PNBEPH passou por uma reavaliação, na qual se constatou que, apesar dos desafios, o programa foi capaz de ampliar, significativamente, a capacidade instalada de usinas hidrelétricas tradicionais e reversíveis no país.

Atualmente, está em andamento o Projeto Tâmega, composto por três aproveitamentos de UHRs: Alto Tâmega, Gouvães e Daivões. O projeto das usinas, com previsão de conclusão para 2023, está sob responsabilidade da Iberdrola e conta com financiamento do Banco Europeu de Investimento (IHA, 2021).

Nos últimos anos, o setor elétrico português vem atravessando por um momento de estagnação no consumo de energia elétrica, o que não é uma tendência local e pode ser observada nos demais países europeus. Desta forma, verifica-se, em Portugal, um excesso de potência instalada de UHRs, ultrapassando o dobro da potência que seria necessária para o atendimento da demanda atual (Freitas, 2015).

3.3.1.2. Mecanismos de incentivo

Em Portugal, existem dois tipos de incentivo a investimentos para UHRs. No primeiro caso, a partir da publicação da Legislação Complementar (Decreto-Lei nº 226-A/2007), passou a ser permitida a prorrogação das concessões através da realização de investimentos de

aumento de potência. Este fato estimulou diretamente a construção de UHRs por meio da incorporação de sistemas de bombagem às usinas existentes. A equação (1), a seguir, apresenta o cálculo para a prorrogação dos empreendimentos.

$$Pro = (N - t)x \Delta Pot / Pot \quad (1)$$

Onde:

- *Pro* é a prorrogação (anos);
- *N* é o número total de anos da concessão original de utilização do domínio hídrico;
- *t* é o número de anos remanescentes até o final da concessão original de utilização do domínio hídrico;
- *Pot* é a potência elétrica da central antes do reforço de potência; e
- ΔPot é a potência elétrica adicional devido o reforço de potência.

O segundo caso refere-se aos incentivos destinados à construção de novas usinas pela Portaria nº 251/2012. Este incentivo vigora durante os 10 primeiros anos de operação, havendo penalizações nas decisões de adiamento dos investimentos e um prêmio pela antecipação. No entanto, os reforços de potência com bombagem recebem apenas a metade dos incentivos concedidos e os reforços de potência em usinas que já possuem bombagem não são incentivados.

A Tabela 1, abaixo, apresenta alguns valores de referência para a garantia de potência. Desta forma, em um ano de regime hidrológico médio, estima-se que as receitas de garantia de potência sejam cerca de 15% a 21% do total das receitas, calculadas através da equação (2):

$$II = II(\text{índice ref})x Pil x icp x ivd \quad (2)$$

Onde:

- *II* é o montante anual do incentivo ao investimento, a se determinar em cada ano civil, referente a um certo grupo gerador;
- *II (índice ref)* é o valor anual de referência do incentivo ao investimento, determinado pela portaria;
- *Pil* é o valor da potência instalada líquida do grupo gerador que consta na respectiva licença de exploração; e
- *Icp* é o índice de cumprimento do prazo fixado na licença de produção para a entrada em exploração do grupo gerador em questão.

Tabela 1: Valores de referência de garantia de potência para algumas UHRs

UHR	Potência Instalada Líquida (MW)	Valor de Referência da Garantia de Potência (€/kW)	Entrada em Serviço	Montante Anual (M€)
Alqueva II	256	11,0	Dezembro/2012	2,8
Baixo Sabor	186	23,1	Janeiro/2015 (jusante) e fevereiro/2016 (montante)	4,3
Ribeiradio	75	23,1	Maio/2015	1,7
Venda Nova III	779	11,0	Janeiro/2017	8,6
Salamonde II	223	11,6	Janeiro/2016	2,6
Foz Tua	266	13,0	Abril/2017	3,5
Fridão	238	11,0	Outubro/2027	2,6

Fonte: EDP (2019).

3.3.1.3. Remuneração

Portugal faz parte do Mercado Ibérico de Energia Elétrica (MIBEL), composto pela cooperação entre o mercado português e o mercado espanhol de energia. A comercialização da energia pode ocorrer no mercado atacadista através do mercado a prazo do MIBEL (contratos padronizados de semana, mês, trimestre, etc.), do mercado à vista, do mercado de contratos bilaterais e do mercado de serviços ancilares. Além destes mercados, a comercialização também ocorre no mercado varejista (GESEL, 2014).

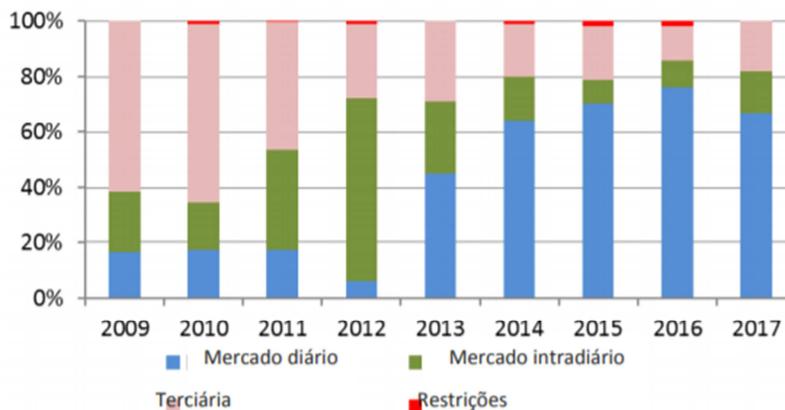
Em Portugal, a remuneração das UHRs deriva, em grande medida, da arbitragem de preços do mercado diário e intradiário (Gráfico 3 e Gráfico 4). No mercado diário, a água é bombeada durante os períodos de preços baixos de eletricidade (geralmente, durante a noite e nos fins de semana) e turbinada durante os períodos de preços altos (geralmente, em horários de ponta). Já nos mercados intradiários, observam-se oportunidades adicionais, frequentemente associadas a variações de preços decorrentes de flutuações na geração de fontes renováveis.

As UHRs também auferem receitas no mercado de serviços ancilares e uma possibilidade é a realização de ofertas ao operador do sistema elétrico (Redes Energéticas Nacionais – REN) no mercado de teleregulação (regulação de frequência secundária, na terminologia brasileira). Neste caso, o REN pode aumentar ou diminuir, em tempo real, a geração ou o bombeamento de UHRs que estão programadas a operar, a fim de fazer o ajuste fino, em tempo real, entre geração e carga. O mecanismo de teleregulação decide, automaticamente, ajustar a geração ou o bombeamento das usinas que realizarem ofertas de preço mais baratas para ter a sua geração modulada. A outra possibilidade é o mercado de reserva de regulação, no qual os equipamentos que não estão programados a gerar são remunerados para assegurar que entrarão em operação quando forem solicitados.

Recentemente, as UHRs portuguesas têm optado por atuar em ciclos de operação mais extensos, nos quais se estoca energia por longos períodos, quando as condições são favoráveis, para gerar posteriormente, em períodos de baixa demanda. Todavia, apesar das estratégias de arbitragem de preço, considerando as condições presentes do mercado, a rentabilidade das UHRs se mostra marginal nos empreendimentos existentes e negativa na maior parte dos empreendimentos novos (Freitas, 2015).

No Gráfico 3, percebe-se o aumento da participação das UHRs no mercado diário, em detrimento da participação no mercado intradiário e nas atividades terciárias, principalmente a partir do ano de 2013.

Gráfico 3: Participação (%) da UHR em diferentes mercados (2009 a 2017)



Fonte: EDP (2019).

Além da arbitragem de preços, as UHRs têm lucrado com a prestação de serviços ao sistema, através do fornecimento de flexibilidade ao REN e como mecanismos para evitar a redução da produção de uma determinada central geradora. No Gráfico 44, por sua vez, percebe-se que os custos dos serviços de sistema das UHRs são menores do que os custos no mercado diário (EDP, 2019).

Gráfico 4: Custo unitário final de UHRs (2010 a 2017)



Fonte: EDP (2019).

Em 2016, as receitas com os serviços ancilares corresponderam a cerca de 13% do total das receitas das UHRs e, no ano de 2017, este valor foi de 12,4%. Desta forma, nos anos de 2016 e 2017, as receitas com serviços ancilares corresponderam, em média, a cerca de 12,8% do total das receitas deste tipo de usina, evidenciando a sua relevante participação atual (EDP, 2019).

3.3.2. China

3.3.2.1. Função das usinas hidrelétricas reversíveis no sistema elétrico

Embora as primeiras UHRs, na China, tenham sido finalizadas ao longo das décadas de 1960 e 1970, o desenvolvimento desta tecnologia no país só começou a acelerar após 1990. Nesse período, observou-se um rápido desenvolvimento econômico na China, acarretando em um forte aumento da demanda por energia elétrica. Diante deste cenário, as usinas termelétricas passaram a enfrentar sérios problemas de atendimento à demanda de ponta. Como consequência, as regiões com grande desenvolvimento começaram a construir UHRs, de forma a suprir a demanda de pico do sistema. Este crescimento, porém, foi descoordenado e promovido por governos locais, que pretendiam solucionar o problema de atendimento à demanda de ponta nestas regiões, dominadas por usinas a carvão (Barbour *et al.*, 2016).

Além disso, o rápido aumento da geração de energia, não acompanhado pela expansão do sistema de transmissão, resultou em um excesso de carregamento nas linhas elétricas do país. Deste modo, as UHRs atuam, ainda, como uma excelente ferramenta para a rede de transmissão, postergando investimentos nesta área (Barbour *et al.*, 2016).

Mais recentemente, devido ao elevado crescimento de fontes alternativas de energia na China, as UHRs têm tido, também, o papel de realizar a interação com fontes não controláveis (eólica e solar), oferecendo serviços ancilares à rede, como controle de frequência e controle de inércia do sistema, além de atuarem fazendo arbitragem entre momentos de maior e menor oferta de energia frente à demanda.

O desenvolvimento das UHRs na China fez com que vários mecanismos de estruturação, operação e preços fossem esquematizados. Os mais comuns, apresentados a seguir, foram os mecanismos de opera-

ção unificada e o regime operacional independente, do qual três modelos podem ser identificados (Zhang *et al.*, 2015).

3.3.2.2. Remuneração

No *regime de operação unificado*, as UHRs são propriedades da empresa de rede e não constituem uma entidade legal individual. Nota-se que este regime de propriedade e operação unificada é aplicado para a maioria das UHRs construídas antes de 2004, cuja vantagem é evitar conflitos de interesse entre as UHRs e a empresa de rede, proporcionando uma maior segurança e estabilidade para o sistema (Zhang *et al.*, 2015).

No *regime de operação independente*, as UHRs são entidades legais e possuem três modos de operação: operação própria, operação comissionada e arrendamento negociado, as quais serão detalhadas na sequência (Zhang *et al.*, 2015).

Na operação própria, o operador é proprietário da usina, que obtém sua receita através de uma tarifa de geração do tipo *feed-in*¹, definida pelo governo. Por outro lado, a UHR paga uma tarifa de bombeamento da água, que também é determinada pelo governo. Desta forma, as usinas são expostas a políticas tarifárias governamentais (Zhang, Andrews-Speed e Perera, 2015).

Por sua vez, na operação comissionada, o proprietário da UHR não faz a operação da usina, cuja responsabilidade é da empresa operadora da rede. Destaca-se que apenas uma pequena parcela de UHRs utiliza este modelo, cujo exemplo é a UHR Tianhuangping, em que o proprietário fez um contrato concedendo à rede a permissão para operar a usina. Neste modelo, a receita da UHR é obtida através de uma tarifa de duas partes, uma referente à capacidade e a outra à geração, sendo que a tarifa de capacidade (também chamada de taxa de comissão) é estabelecida por meio de negociação entre o proprietário da usina e a rede (Zhang, Andrews-Speed e Perera, 2015).

Já no arrendamento negociado, a propriedade da UHR e o seu operador também são separados. A receita é obtida através da negociação de uma tarifa de arrendamento (tarifa de capacidade) entre a rede e o proprietário da usina. Este modelo possui duas vantagens, quais se-

¹ Na tarifa *feed-in*, existe um preço específico para cada tipo de geração renovável, desde 2005. Para estabelecer o preço, são considerados a localização geográfica e o desempenho técnico e econômico do produtor.

jam, o proprietário da UHR pode receber uma receita estável e a rede pode otimizar a operação da usina. No entanto, também possui desvantagens, uma vez que o preço de arrendamento é fixo e, assim, a usina não tem a oportunidade de auferir receitas através de atuação no mercado competitivo (Zhang, Andrews-Speed e Perera, 2015).

UHRs após a reforma de 2002 do setor elétrico chinês

Em 2002, o governo chinês começou uma reestruturação radical no sistema elétrico. Uma componente crucial desta reforma foi a divisão da *State Power Corporation of China* em duas empresas regionais de transmissão e distribuição, denominadas *State Grid Company (SGCC)* e *Southern China Power Grid (SCPG)*, e cinco grandes empresas de geração.

A reforma estrutural do setor elétrico chinês mudou o contexto de construção, operação e tarifação das UHRs. Como consequência, o governo publicou outras políticas que estão estabelecidas nos Documentos nºs 71/2004 e 1.571/2007, os quais resultaram no desenvolvimento de dois novos regimes tarifários: o regime integrado de transmissão e distribuição (T/D) e o regime de concessão, em que o preço deveria ser aprovado pelo governo em vez de ser estabelecido por negociação (Zhang, Andrews-Speed e Perera, 2015).

Assim, de acordo com o Documento nº 1.571/2007, no caso do modelo de tarifa integrada T/D, a UHR aprovada subsequente à promulgação do Documento nº 71/2004 deveria ser construída e operada pela empresa de rede e não teria direito à tarifa *feed-in*. Os custos de construção e operação destas usinas deveriam ser integrados nos custos operação da rede. Então, na verdade, as UHRs seriam tratadas como ativos da empresa de rede e, teoricamente, estes custos seriam recuperados pelas tarifas de distribuição e transmissão de energia, pagas por todos os consumidores de energia elétrica.

No entanto, não existe uma tarifa de transmissão e distribuição bem definida, atualmente, na China. Esta é simplesmente dada pela diferença entre a tarifa para consumidores de eletricidade e a tarifa *feed-in*, ambas determinadas pelo governo. Então, mesmo que as UHRs sejam construídas pela empresa de rede, os seus custos, bem como os demais custos desta empresa, podem não ser integralmente recuperados pela tarifa T/D.

O modelo de arrendamento aprovado pelo governo, por outro lado, é, basicamente, o mesmo utilizado no mecanismo de arrendamento negociado. Porém, de acordo com o Documento nº 1.571/2007, as UHRs que estavam sob este modelo deveriam buscar

aprovação, pelo governo, da tarifa de arrendamento, negociada entre a empresa de rede e o proprietário da usina.

Destaca-se, contudo, que esses dois modelos não foram bem-sucedidos na China. Como a tarifa é estabelecida pelo governo, não sobra espaço para aumentar a receita destas usinas caso seja necessário para reequilibrar o projeto do ponto de vista econômico-financeiro. Além disso, as receitas das UHRs tendem a diminuir quando o custo de operação aumenta, fazendo com que os investidores percam interesse em investir em novos projetos desta tecnologia. Por isso, novas políticas foram adotadas para regular as tarifas de construção e operação das UHRs, destacando-se, aqui, dois novos documentos emitidos em 2014 (Zhang, Andrews-Speed e Perera, 2015), quais sejam, o Documento nº 1.763/2014, que revisa a tarifa de eletricidade para UHRs, e o Documento nº 2.482/2014, sobre outras políticas de desenvolvimento destas usinas.

Em linhas gerais, os documentos tentaram encorajar a introdução de mecanismos de mercado para assegurar que os investidores não teriam prejuízos com a construção destes projetos, com o intuito de tornar os investimentos mais atrativos. Por exemplo, incluiu-se uma tarifa *feed-in* de duas partes¹, a qual, em tese, deveria ser suficiente para remunerar o papel dos serviços ancilares promovidos pelas UHRs. Ainda nestes documentos, identificou-se que novas políticas para UHRs eram urgentes.

Como conclusão, o governo chinês estimulou a construção e a operação das UHRs pela rede e o seu custo de operação é integrado ao custo de operação total da rede. Desta forma, as UHRs, na China, têm servido especialmente como ferramentas operacionais da rede e suas particularidades econômicas têm sido pouco consideradas.

¹ A tarifa *feed-in* deve ser aprovada em concordância com o princípio da razoabilidade de custos e do retorno permitido. Enquanto a parte referente ao custo inclui os custos de construção e operação, o retorno permitido deve ser aprovado com base na taxa de retorno livre de risco (taxa de longo prazo do Tesouro) mais uma taxa de retorno de risco de 1% a 3%.

3.3.3. Suíça

3.3.3.1. Função das usinas hidrelétricas reversíveis no sistema elétrico

Originalmente, entendia-se que o papel principal das UHRs na Suíça era o de aproveitar o potencial hídrico abundante e conceder flexibilidade ao sistema, caracterizado pela alta presença de geração nuclear, com perfil de geração de base. Destaca-se que o país não apresenta qualquer potencial para exploração de combustíveis fósseis, de modo que a geração térmica convencional é completamente dependente de importação, o que corrobora para a instalação de fontes alternativas.

A partir de 2011, por outro lado, destaca-se o aumento da geração renovável intermitente, em detrimento do emprego da geração nuclear, no âmbito da Estratégia Energética 2050. Neste contexto, as UHRs ganham um novo papel, qual seja, oferecer confiabilidade e flexibilidade ao sistema frente à imprevisibilidade de curto prazo das fontes intermitentes.

Em 2016, dos 14.806 MW de capacidade instalada em geração hídrica, cerca de 2.589 MW estavam associados a usinas reversíveis, o que representa mais de 12% de toda a capacidade instalada do país naquele ano, segundo dados da *International Energy Agency* (IEA, 2019).

Ademais, de acordo com o *Energy Storage Exchange*, de propriedade do governo norte-americano, estão em operação, pelo menos, 17 UHRs com alto fator de capacidade na Suíça (DOE, 2019).

Realizando uma análise individualizada, percebe-se que, em geral, estas usinas são de propriedade de empresas do setor de geração e atuam, a princípio, de modo independente no sistema (não associadas a outros empreendimentos), muitas vezes sendo o resultado de parcerias entre diferentes companhias, no caso de empreendimentos maiores, como a Usina Nant de Drance, de propriedade de Alpiq (39%), SBB (36%), IWB (15%) e FMV (10%).

3.3.3.2. Remuneração

A Suíça encontra-se localizada na fronteira entre Alemanha, França e Itália, com alto nível de interconexão com estes países. Por esta razão, as UHRs suíças podem explorar a arbitragem no comércio de energia entre vários mercados. Em particular, a geração nuclear da França pode fornecer energia barata, enquanto o mercado da Itália normal-

mente alcança preços mais altos, no qual a energia pode ser vendida com lucro.

Em 2010, a demanda interna suíça foi de, aproximadamente, 60 TWh, enquanto as importações e exportações foram de 66.6 TWh. Em média, o preço de exportação foi 36,6% superior ao preço de importação e, por isso, a opinião pública local adotou o termo “Baterias Verdes da Europa” para se referir às UHRs nacionais (Barbour *et al.*, 2016). Neste sentido, a alta margem obtida entre os preços de importação e exportação sugeriam que novos investimentos em UHRs poderiam se viabilizar por arbitragem de preços com os mercados vizinhos.

No período mais recente, entretanto, a Suíça vem sentindo os efeitos desfavoráveis de mudanças na dinâmica de preços da eletricidade na Europa. Neste contexto, houve uma redução dos preços de eletricidade fruto, especialmente com a disseminação da geração eólica e solar subsidiada na Alemanha (Clercq, 2014; Barbour *et al.*, 2016). Apesar de controverso, visto que o aumento de fontes renováveis intermitentes incentiva o crescimento de mecanismos de armazenamento de energia para compensar a imprevisibilidade da carga a curto prazo, na prática a energia das fontes eólica e solar pode ser vendida mais barata devido ao subsídio que recebe. Assim, observam-se a redução dos preços da energia elétrica no atacado e o aumento, simultâneo, dos custos para o consumidor final. Além disso, principalmente em dias ensolarados, a geração solar pode diminuir significativamente o número de horas diurnas com preços altos, reduzindo o número de horas durante as quais é favorável a geração a partir de UHRs.

Como resultado desta mudança de cenário quanto aos preços da energia elétrica no atacado no mercado europeu, planos para grandes reversíveis na Suíça em estágios iniciais de construção foram descontinuados e UHRs já construídas foram desativadas por não poderem operar de maneira lucrativa, apesar de oferecerem benefícios amplamente reconhecidos ao sistema (Clercq, 2014; Axpo, 2015). Destaca-se, aqui, o caso da Axpo, empresa que, em 2016, lançou como prejuízo (*impairment*) 540 milhões de francos suíços de investimentos realizados na recém construída UHR de Linth-Limmern (Miller, 2016), a qual, nas atuais condições de mercado, não será capaz de rentabilizar o capital empregado em sua construção.

Referências Bibliográficas

- Anderson, K. G. China's NEA Gains New Regulatory Powers. 2013.
- Axpo Holding AG. Annual Report. 2015 | 16. Suíça, 2016. Disponível em:
https://www.axpo.com/content/dam/axpo2/Documents/Switzerland/LandingPages/BMK16/GB_Axpo_Holding_15_16_EN-2016-12.pdf.
- Barbour, E.; Wilson, I. A. G.; Radcliffe, J.; Ding, Y.; Li, Y. A Review of Pumped Hydro Energy Storage Development in a Significant International Electricity Market. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 61, p. 421-432, 2016.
- Barroso, L. Limites de Preços do Mercado de Curto Prazo. ANEEL Int. Work., 2019.
- BFE. Disponível em:
<https://www.bfe.admin.ch/bfe/en/home/swiss-federal-office-of-energy/swiss-federal-office-of-energy.html>.
- Buckley, T.; Shah, K. Pumped Hydro Storage in India Getting the Right Plans in Place to Achieve a Lower Cost, Low-carbon Electricity Market. Institute for Energy Economics and Financial Analysis. 2019.
- Canales, F. A.; Beluco, A.; Mendes, C. A. Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Brasil e no Mundo: Aplicação e Perspectivas. Instituto de Pesquisas Hidráulicas. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil. *Revista Eletrônica em Gestão Educação e Tecnologia Ambiental*, 2015.
- CESP, Companhia Energética de São Paulo. A Retomada do Conceito de Eficiência de Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) no Setor Elétrico Brasileiro. Relatório Final do Projeto de P&D. 2014.
- China Electricity Council. CEC in Brief. 2015.
- China Power System Transformation. [s.d.].
- China Southern Power Grid. About Us. 2015.
- CLERCQ, G. Cavernous Swiss Power Plant Undermined by Renewable Energy. Reuters, 31 de ago. de 2014. Disponível em:
<https://www.reuters.com/article/us-utilities-swiss-pumpedstorage/cavernous-swiss-power-plant-undermined-by-renewable-energy-idUSKBN0GV0AQ20140831>.
- DOE Global Energy Storage Database. Sandia National Laboratories. DOE Global Energy Storage Database, c2019. Página Inicial. Disponível em: <https://energystorageexchange.org/>.

- EC, European Commission. Disponível em:
<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/project-s-common-interest/funding-for-PCIs>.
- EDP. Apresentação realizada no Seminário de Viabilidade de Usinas Hidrelétricas. Disponível em:
http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/27_Usinas%20Revers%C3%ADveis_12_08_2019.pdf.
- EIA, Energy Information Administration. China Overview. 2014.
- Energy 2020 | Switzerland. Global Legal Insights. 2019. Disponível em:
<https://www.globallegalinsights.com/practice-areas/energy-laws-and-regulations/switzerland>.
- Energy Statistics Report: Switzerland. Market Intelligence Group, 2016. Disponível em:
https://www.energymarketprice.com/products/access_SwitzerlandEnergyStatistics.pdf.
- Energy Strategy 2050. Swiss Federal Office of Energy. 2019. Disponível em:
<https://www.bfe.admin.ch/bfe/en/home/policy/energy-policy.html>.
- ENTSOE. Actual Generation per Production Type. 2019.
- Freitas, T. B. A Bombagem Hidroelétrica em Portugal no Quadro do Mercado Ibérico. Dissertação de mestrado em Energias Renováveis. Universidade Nova de Lisboa, 2015.
- Fürstenwerth, D.; Waldmann, L.; Sterner, M.; Thema, M.; Eckert, F.; Moser, A.; Schäfer, A.; Drees, T.; Rehtanz, C.; Häger, U.; Kays, J.; Seack, A.; Sauer, D. U.; Leuthold, M.; Stöcker P. Stromspeicher in der Energiewende: Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich. Berlin, 2014.
- GESEL, Grupo de Estudos do Setor Elétrico. Características dos Sistemas Elétricos e do Setor Elétrico de Países e/ou Estados Seleccionados. 2014.
- Greenwood, T.; Riediger, S. Power Derivatives Market Updates. 2018.
- IEA, International Energy Agency. Energy Policies of IEA Countries: Switzerland 2018 Review. Disponível em:
<https://webstore.iea.org/energy-policies-of-iea-countries-switzerland-2018-review>.
- IEA, International Energy Agency. Statistics: Global Energy Data at Your Fingertips. IEA, 2019. Disponível em:
<https://www.iea.org/statistics/?country=CHE&isISO=true>.

- IEA, International Energy Agency. World Energy Outlook 2017: China. [s.l: s.n.].
- Interconexión SIC-SING Partió sus Operaciones Dando Vida al Sistema Eléctrico Nacional. Disponível em: <http://www.revistaei.cl/2017/11/21/interconexion-sic-sing-partio-sus-operaciones-dando-vida-al-sistema-electrico-nacional/#>.
- Kougias, I.; Szabó, S. Pumped Hydroelectric Storage Utilization Assessment: Forerunner of Renewable Energy Integration or Trojan Horse? v. 140, pp. 318-329, 2017.
- Miller, J. Swiss Utility Axpo to Post 2016 Loss on Pumped Storage Write-down. Reuters, 19 de set. de 2016. Disponível em: <https://www.reuters.com/article/axpo-loss-writedowns/swiss-utility-axpo-to-post-2016-loss-on-pumped-storage-writedown-idUSL8N1BV2QM>.
- MUFG Bank. Funding Proposal: Espejo de Tarapacá. The Green Climate Fund, 2019.
- NHA, National Hydropower Association. Challenges and Opportunities for New Pumped Storage Development. [s.d.].
- Petal, S. European Pumped Storage Plants Are in Crisis. Disponível em: <https://www.powermag.com/european-pumped-storage-plants-are-in-crisis/>.
- SERC, State Electricity Regulatory Commission. Electricity and Regulatory Overview of China. 2012.
- State Grid. Brief Introduction. 2015.
- Swedish Agency for Analysis Growth Policy. China's National Energy Administration - A short overview. 2014.
- Swissgrid. Swissgrid does all this. Swissgrid.ch, 2019. Disponível em: <https://www.swissgrid.ch/en/home/about-us/company/what-we-do.html>.
- Swissgrid. Electricity Price. Swissgrid.ch, 2019. Disponível em: <https://www.swissgrid.ch/en/home/about-us/company/electricity-price.html>.
- Swissgrid. Revision of the Federal Electricity Supply Act. Swissgrid.ch, 31 de jan. de 2019. Disponível em: <https://www.swissgrid.ch/en/home/about-us/newsroom/newsfeed/20190131-01.html>.
- Swissinfo. Government Sticks to Plans to Open Electricity Market. Swissinfo.ch, 2019. Disponível em: <https://www.swissinfo.ch/eng/liberalisation-government-sticks-to-plans-to-open-electricity-market-/45261176>.

- The State Council of The People's Republic of China. Disponível em: <http://english.www.gov.cn/>.
- Verbund. Pumpspeicherkraftwerk Kaprun Oberstufe & Limberg 2 2019. Disponível em: <https://www.verbund.com/de-at/ueberverbund/kraftwerke/unsere-kraftwerke/kaprun-oberstufe-limberg-2>.
- Verbund. Pumpspeicherkraftwerk Malta-Hauptstufe 2019. Disponível em: <https://www.verbund.com/de-at/ueberverbund/kraftwerke/unsere-kraftwerke/malta-hauptstufe%0A>.
- Zhang, S.; Andrews-Speed, P.; Perera, P. The Evolving Policy Regime for Pumped Storage Hydroelectricity in China: A Key Support for Low-carbon Energy. *Applied Energy*, v. 150, n. 2, pp. 15-24, 2015. Anderson, K. G. *China's NEA Gains New Regulatory Powers*, 2013.
- Zuculin, S.; Adelaide, M.; Barbosa, P. S. F.; Filho, G. L. T. A Retomada do Conceito de Eficiência de Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Setor Elétrico Brasileiro. Seminário técnico sobre usinas hidrelétricas reversíveis no setor elétrico brasileiro. Novembro, 2014.

Capítulo 4

Potencial de Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Brasil

*Julian Hunt
Roberto Brandão.*

Com o objetivo de se verificar o potencial que as usinas hidrelétricas reversíveis (UHRs) podem cumprir em requisitos futuros de armazenamento energético, neste capítulo será apresentada a sua primeira avaliação de abrangência nacional consistente, a partir da utilização de um modelo computacional desenvolvido no âmbito do estudo que deu origem a este livro. Este modelo computacional é uma atualização dos métodos que foram utilizados para estimar o potencial hidrelétrico global (Zhou *et al.*, 2015; van Vliet *et al.*, 2016; Gernaat *et al.*, 2017; Hoes *et al.*, 2017; Petheram, Gallant e Read, 2017; Rogeau, Girard e Kariniotakis, 2017), principalmente o modelo para previsão de UHRs que foi desenvolvido por Hunt *et al.* (2020).

O modelo examina a topografia brasileira ao longo de rios e riachos, em busca de locais atraentes para construir reservatórios artificiais para fins de armazenamento hídrico e energético com UHRs. Além disso, o modelo avalia todos os pontos de topografia para adequar o projeto a uma resolução de 15 segundos (resolução de aproximadamente 450 metros), utilizando uma metodologia de avaliação de localização detalhada para desenvolver e custear projetos de UHRs com topografia, rede de rios e dados hidrológicos.

Assim, observa-se que as principais diferenças entre UHRs diárias e sazonais são a capacidade de armazenamento energético em MWh e a capacidade instalada em GW. Os projetos de UHRs sazonais apresentam um custo em R\$/MWh baixo e um custo em R\$/GW alto, ao passo que os projetos de UHRs diárias possuem custo em R\$/MWh alto e custo em R\$/GW baixo. Outras comparações entre estes dois tipos de projetos são detalhados neste capítulo. Nota-se que UHRs sazonais podem também prestar os serviços de UHRs diárias e semanais. Porém, as UHRs diárias não prestam serviços semanais, nem sazonais.

O Brasil tem um grande potencial para construção de UHRs de diferentes tipos de arranjos e ciclos de armazenamento, os quais resultam em diferentes benefícios para o Setor Elétrico Brasileiro. Deste modo, o presente capítulo realiza um estudo detalhado dos tipos de usinas hidrelétrica reversíveis, quais sejam, (i) UHRs diárias e semanais, (ii) UHRs mensais, sazonais e plurianuais, (iii) UHRs *pump-back*, (iv) UHRs *pump-back* com transposição e (v) UHRs com mais de três reservatórios.

Destaca-se que, nos próximos anos, o Sistema Interligado Nacional precisará de muita potência firme e carga firme. A necessidade de potência firme é devido ao caráter intermitente das fontes mais baratas, eólica e solar. No caso das UHRs, a potência firme é a potência disponível com o reservatório superior deplecionado e com o inferior cheio. Já a carga firme permite a absorção de excessos de geração e a disponibilidade de grandes quantidades de energia durante longos períodos.

Tais serviços podem ser implementados a partir da capacidade de armazenar energia de uma UHR e com a combinação da operação de um empreendimento deste tipo com a cascata de uma bacia. As UHRs diárias prestam o serviço de potência firme, mas não de carga firme. Já as UHRs sazonais de baixa queda prestam os dois serviços acima nas usinas em cascata, mas sua participação para o sistema é pequena. Contudo, as UHRs sazonais de alta queda têm a capacidade de prestar os dois serviços, tanto na UHR, quanto na cascata, e, por isso, são a melhor opção. Deste modo, o desafio é encontrar potenciais de UHRs sazonais com alta queda e baixo custo.

O presente capítulo está dividido em sete seções, além desta introdução e das conclusões. A Seção 4.1 descreve a modelagem computacional utilizada para mapear o potencial de UHRs no Brasil. A Seção 4.2, por sua vez, apresenta o potencial de UHRs diárias no país, enquanto que a Seção 4.3 discorre sobre o potencial nacional deste tipo de usina com ciclos mensais, sazonais e plurianuais. A Seção 4.4 detalha alguns projetos selecionados e a Seção 4.5 compara as características relevantes entre projetos diários e sazonais. A Seção 4.6 mapeia outros arranjos de usinas hidrelétricas reversíveis e, por fim, a Seção 4.7 apresenta exemplos de UHRs com mais de dois reservatórios, um arranjo proposto pelos membros do projeto.

4.1. Modelagem computacional de usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil

A metodologia utilizada para mapear o potencial brasileiro de armazenamento energético com UHRs diárias, semanais, mensais e sazonais é baseada em Hunt *et al.* (2020). Observa-se que a metodologia e o modelo computacional utilizados pelos autores foram implementados com o intuito de estimar o potencial de UHRs sazonais no mundo. Por isso, ajustes foram realizados para melhorar a implementação do modelo no Brasil e para estender a sua aplicabilidade a projetos de UHRs com ciclos diários, semanais, mensais e sazonais.

Assim para avaliar o potencial de UHRs, a metodologia integra cinco componentes críticos: topografia, rede fluvial, dados de hidrologia, estimativa de custos de infraestrutura e otimização dos componentes da UHR. A adequação do projeto da UHR depende principalmente da topografia, da distância ao rio e da disponibilidade hídrica, os quais, juntos, determinam o seu potencial técnico.

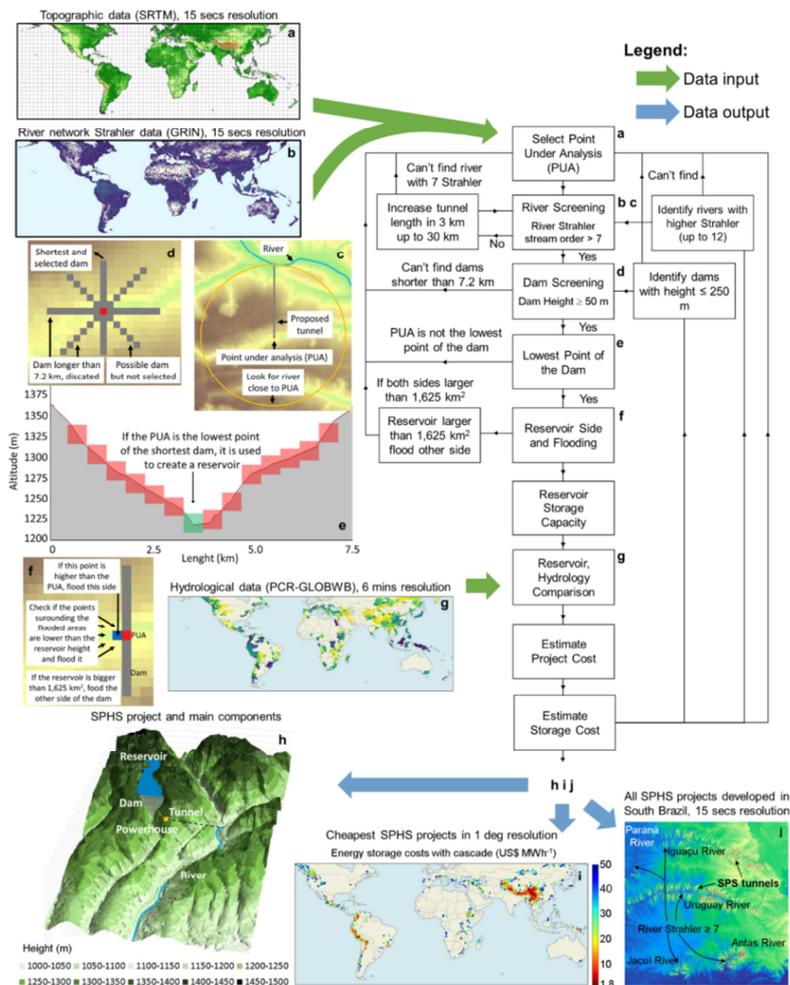
Fatores contextuais adicionais, como a distância da demanda de energia e as perdas de infraestrutura de transmissão associadas, bem como os impactos sociais e ambientais e os custos associados, determinam a viabilidade do projeto. Como o potencial de armazenamento e os custos de infraestrutura são altamente dependentes da topografia, a abordagem aplicada, neste capítulo, espacialmente explícita identifica vários locais candidatos tecnicamente viáveis e fornece estimativas de custos.

Os detalhes da metodologia implementada no modelo de identificação do potencial de UHRs no Brasil são explicados, passo a passo, na a) Entrada de dados topográficos SRTM (Jarvis, Reuter e Nelson, 2008); b) Entrada de dados de rede hidrológica Strahler da Global River Network (GRIN) (Schneider *et al.*, 2017); c) Localização de rios próximos à UHR; d) Localização de possíveis represas; e) Limitação do número de projetos de UHRs propostos; f) Criação e localização de reservatórios; g) Entrada de dados hidrológicos (Wada, Graaf e Van Beek, 2016); h) Representação de um possível projeto de UHR; i) Apresentação dos projetos UHR mais baratos; j) Região Sul do Brasil com diversos projetos de UHRs propostos. e na Tabela 1. O modelo passa por cada pixel em uma resolução de 15 segundos, possibilitando uma avaliação de localização detalhada que considera a topografia e a hidrologia no cálculo de custos em nível de cada projeto. O modelo executa as etapas conforme descrito a seguir.

Primeiro, procura-se um rio com vazão razoável até 20 km de distância do ponto em análise (c), para, em seguida, verificar se uma barragem de até 260 metros de altura pode ser construída a partir do pixel em análise (d). Depois, o modelo remove os projetos com barragens concorrentes, com o objetivo de reduzir o seu tempo de interação e desenvolver projetos de barragem onde o ponto em análise é o ponto mais baixo da barragem (e). Por fim, o modelo localiza o lado inundado da barragem e cria o reservatório (f), calcula o volume e as áreas inundadas, compara o tamanho do local de armazenamento com a água disponível para armazenamento (g) e estima os custos de barragem, túnel, turbina, gerador, escavação e terreno, bem como os custos de armazenamento hídrico e energético (i).

Para um melhor entendimento de como dados de rede hidrológica Strahler funcionam, a Figura 2 apresenta um exemplo de representação da rede Strahler. Como se pode observar, pequenos riachos com uma pequena área de captação possuem o valor Strahler igual a 1. Observa-se que a combinação de dois rios com Strahler 1 resulta em um rio com Strahler 2. Ademais, o número de Strahler aumenta com o crescimento de conexões de rios com Strahler menores. Destaca-se que esta é uma boa representação, pois facilita a conversão dos dados hidrológicos, que tem uma grande resolução, para os dados de Strahler, com resolução de 15 segundos.

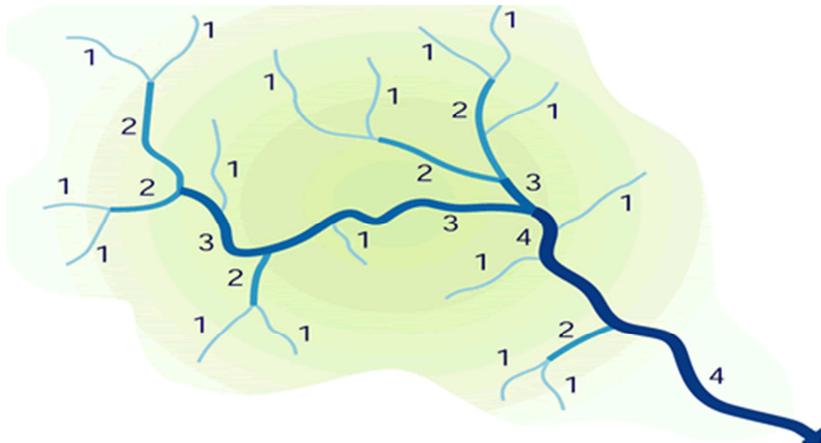
Figura 1: Modelo computacional para estimar o potencial brasileiro de UHRs



a) Entrada de dados topográficos SRTM (Jarvis, Reuter e Nelson, 2008); b) Entrada de dados de rede hidrológica Strahler da Global River Network (GRIN) (Schneider *et al.*, 2017); c) Localização de rios próximos à UHR; d) Localização de possíveis represas; e) Limitação do número de projetos de UHRs propostos; f) Criação e localização de reservatórios; g) Entrada de dados hidrológicos (Wada, Graaf e Van Beek, 2016); h) Representação de um possível projeto de UHR; i) Apresentação dos projetos UHR mais baratos; j) Região Sul do Brasil com diversos projetos de UHRs propostos.

Fonte: Hunt *et al.* (2020).

Figura 2: Exemplo de representação de uma rede Strahler



Fonte: Federal Interagency Stream Restoration Working Group (1998).

Dados hidrológicos foram incluídos no modelo com o objetivo de restringir o tamanho dos reservatórios de armazenamento, de acordo com a disponibilidade hídrica, o que garante que haverá água disponível para enchê-los sem um impacto considerável no fluxo do rio. Um valor de armazenamento conservador foi considerado para reduzir o impacto da UHR no fluxo do rio. Destaca-se que o volume máximo disponível para extrair do rio assumido neste estudo é de 50% da sua vazão anual, valor este selecionado com o intuito de reduzir o impacto ambiental do armazenamento no fluxo geral do rio.

Os dados topográficos aplicados no modelo computacional são do *Shuttle Radar Topography Mission* (SRTM) e possuem resolução de três segundos. A resolução é reduzida para 15 segundos, considerando o ponto central, para diminuir o tempo de modelagem e para combinar com os dados da rede fluvial. Estes dados assumem a metodologia de rede fluvial Strahler GRIN (Schneider *et al.*, 2017), a qual é derivada dos dados SRTM e tem resolução de 15 segundos. Os dados topográficos e fluviais de Strahler são combinados com os dados hidrológicos retirados do modelo hidrológico global PCR-GLOBWB (Wada, Graaf e van Beek, 2016), que são derivados em vazões anuais. Destaca-se que os métodos estabelecidos são utilizados para otimizar o número e o diâmetro dos túneis (Rognlien, 2012a), assim como para estimar os custos das UHRs (Slapgard, 2012). Esses dados são explicados com mais detalhes na Tabela 1, abaixo.

Tabela 1: Descrição dos dados e métodos aplicados no modelo

Descrição	Resolução disponível	Resolução utilizada	Comentários	Referência
Dados Topográficos (SRTM)	3 seg 90x90 m*	15 seg 450x450 m*	A redução na resolução assume o ponto central de 15 segundos dos dados de 3 segundos.	Jarvis, Reuter e Nelson (2008)
Rede hidrológica, Dados Strahler (GRIN)	15 seg 450x450 m*	15 seg 450x450 m*	Esses dados são derivados dos mesmos dados topográficos acima e têm as principais funções de conectar o reservatório com o rio e estimar o comprimento do túnel da UHR.	Schneider <i>et al.</i> (2017)
Dados hidrológicos (PCR-GLOBWB)	6 min 10.8x10.8 km*	6 min 10.8 x 10.8 km*	Esses dados combinam a disponibilidade e o uso de água estimados durante o período 1960-2010 e incluem a atividade humana (i.e. operação de barragens, extração de água dos rios, etc.). A vazão anual utilizada no modelo é derivada desses dados. Como os dados GRIN e PCR-GLOBWB possuem resolução diferente, foi criada uma metodologia para aumentar a resolução dos dados do PCR-GLOBWB. Esta metodologia consiste em dar uma vazão hidrológica única para cada córrego, de acordo com o Strahler do rio em cada seção de 5 graus de latitude e longitude. Isso é realizado encontrando a ordem mais alta de Strahler de cada dado do PCR-GLOBWB com resolução de 6 minutos e tirando uma média dos fluxos hidrológicos para cada número de Strahler na seção de 5 graus. Uma desvantagem desta metodologia, porém, é que o fluxo do rio para cada Strahler em uma seção de 5 graus será constante. No entanto, erros envolvendo a diferença topográfica entre os dados de topografia e a hidrologia são minimizados. Esta metodologia poderia fornecer resultados melhores se aplicada a seções de 1 grau ou menos.	Wada, Graaf e van Beek (2016)

* Distância referente à Linha do Equador, corrigida com mudanças na latitude.

¹ Mais detalhes sobre os dados podem ser vistos em Wada, Graaf e van Beek (2016).

Descrição	Comentários	Referência
Custos das UHRs	Os custos das barragens de projetos de UHRs no modelo assumem uma barragem de enrocamento com vedação central e são calculados utilizando uma estimativa de custo desenvolvida neste estudo. Os dados de custo para túneis, escavações, equipamentos elétricos e custos de turbinas foram obtidos a partir de Slapgard (2012). O modelo assume apenas um tipo de projeto de construção para cada um dos componentes da UHR, porque não está no escopo do estudo criar um modelo que compare diferentes <i>designs</i> para cada componente. Esta estimativa preliminar dos custos do projeto é satisfatória. A construção dos túneis pressupõe o uso da tecnologia perfuração e detonação (<i>Drill and Blast</i> , em inglês). Os custos também incluem tubulação pressurizada e tubos de aço embutidos. A escavação varia com a queda de geração e a capacidade instalada. A turbina assumida é Francis e a sua seleção também depende do gerador. Para a otimização do sistema turbina/gerador, os custos de diferentes velocidades de rotação são comparados com a carga média de geração e com as vazões sob análise e a opção mais barata é selecionada.	Norwegian Water Resources and Energy Directorate (2012)
Design dos túneis	A metodologia utilizada para otimizar a construção dos túneis foi retirada de Rognlien (2012b) e consiste em comparar os seus custos de investimento, como diâmetro e número de túneis, e os custos de operação das usinas, que dependem muito das perdas de energia devido ao atrito nos túneis. Quanto maior o diâmetro e o número de túneis, mais eficiente é a planta.	Rognlien (2012a)

Fonte: Elaboração própria.

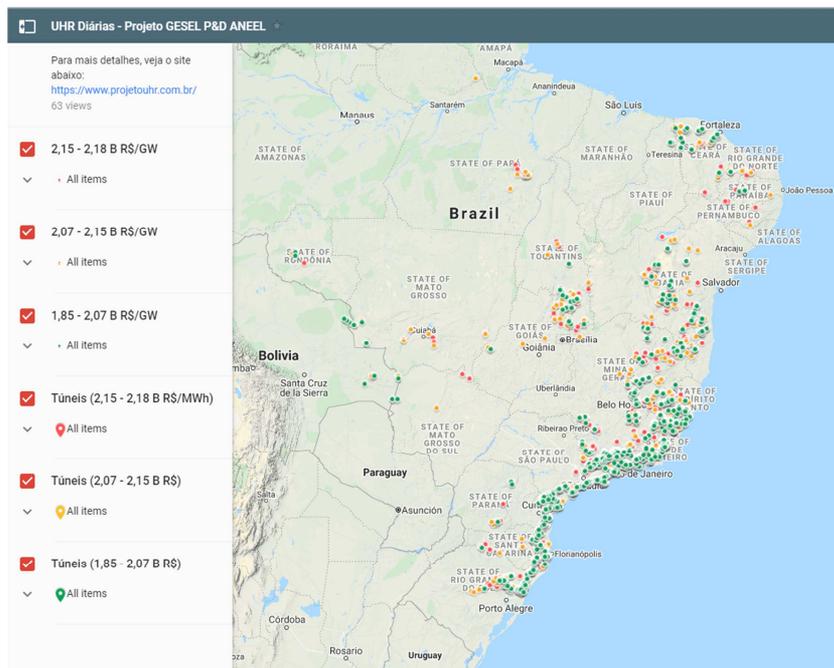
4.2. Mapeamento de usinas hidrelétricas reversíveis diárias no Brasil

As UHRs com ciclos de armazenamento diários e semanais são construídas principalmente com a finalidade de suprir potência para a rede elétrica durante a demanda de ponta. Estas usinas também servem para armazenar a geração advinda de fontes renováveis intermitentes, como as gerações eólica e solar, e para gerar energia elétrica durante a ponta. A característica mais importante deste tipo de usina é um custo de capacidade instalada reduzido.

O modelo computacional de mapeamento de UHRs no Brasil utilizado neste estudo desenvolveu 4 milhões de projetos, dentre os quais 5.000 são de UHRs com ciclos diários e semanais, e aqueles com menor custo de capacidade instalada, em bilhões de R\$/GW, foram selecionados. A Figura 3 apresenta o mapa de potencial de UHRs diá-

rias e semanais no Brasil¹, o qual permite ao usuário localizar a barragem superior da UHR (ponto) e o túnel que conecta os reservatórios superior e inferior (reta).

Figura 3: Mapa de potencial de UHRs diárias e semanais no Brasil



Fonte: Elaboração própria.

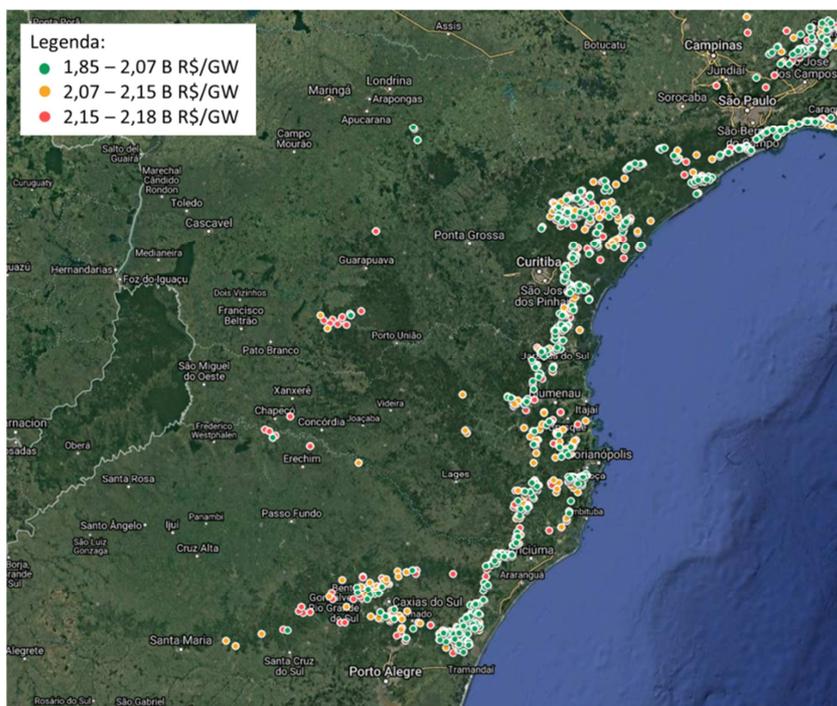
De acordo com o modelo computacional, existe um grande potencial para UHRs com ciclos diários e semanais em locais com quedas altas e íngremes, os quais são encontrados na Serra do Mar dos estados das Regiões Sul (Figura 4) e Sudeste (Figura 5). A Figura 4 realiza um *zoom* nos projetos na Serra Gaúcha, onde os pontos representam as barragens superiores e as linhas os túneis das UHRs propostas.

¹ O link https://www.projetouhr.com.br/mgr_diarias.php dá acesso ao mapa interativo do potencial de UHRs diárias e semanais no Brasil. Clicando no círculo referente a cada projeto, são disponibilizadas as suas características, como altura da queda e da barragem superior, comprimento da barragem e do túnel, custo dos componentes, entre outras.

A bacia do Rio das Antas, no Rio Grande do Sul, também possui um bom potencial para a construção de UHRs diárias. Porém, como a bacia do Rio das Antas não têm hidrelétricas com grandes reservatórios, existe a possibilidade de viabilizar a construção de UHRs com reservatórios mensais ou sazonais para auxiliar na regulação do rio e aumentar a sua geração hidrelétrica. Essas UHR sazonais também teriam um baixo custo de potência (em R\$/GW), devido à formação geológica do local, apropriada para a construção deste tipo de usina, com altas quedas.

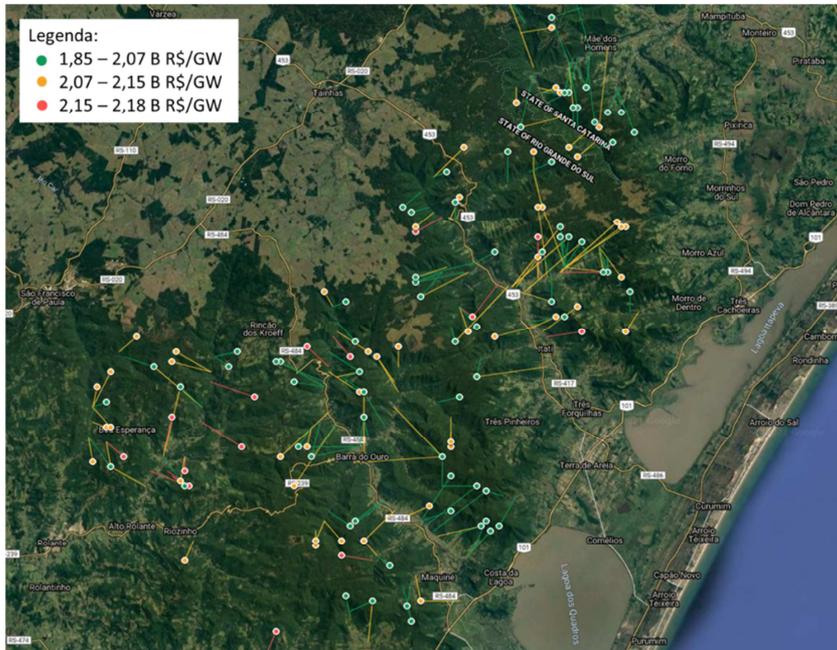
Na Região Sudeste, observa-se também um grande potencial de UHRs no vale do Rio Paraíba do Sul, entre os estados do Rio de Janeiro e de São Paulo, bem como nas regiões montanhosas dos estados do Espírito Santo e de Minas Gerais.

Figura 4: Potencial de UHRs diárias e semanais na Região Sul do Brasil



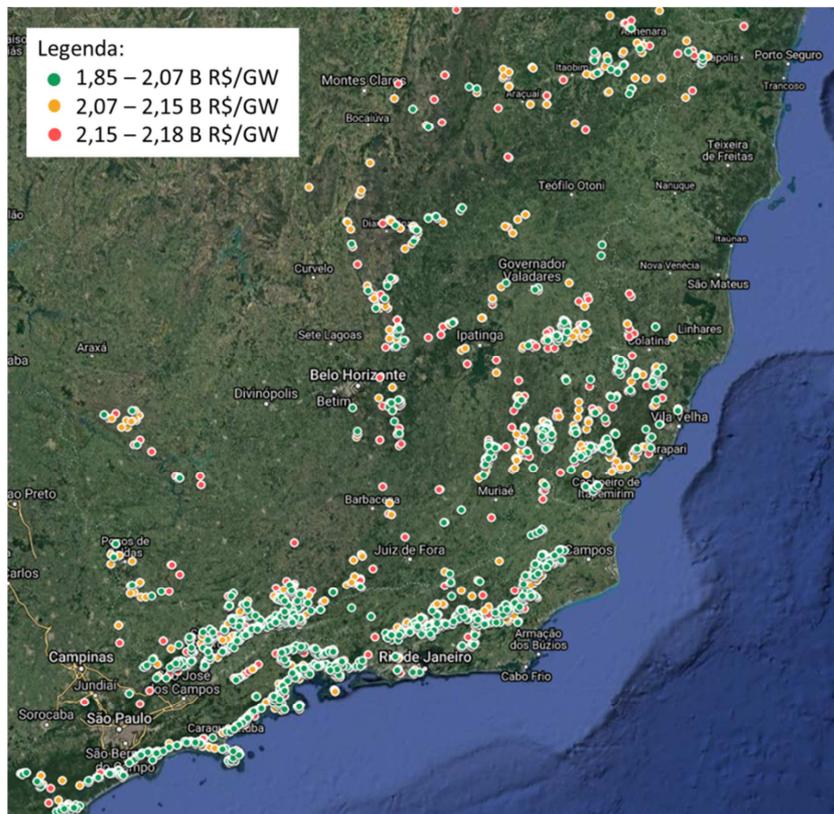
Fonte: Elaboração própria.

Figura 5: Potencial de UHRs diárias e semanais na Serra Gaúcha



Fonte: Elaboração própria.

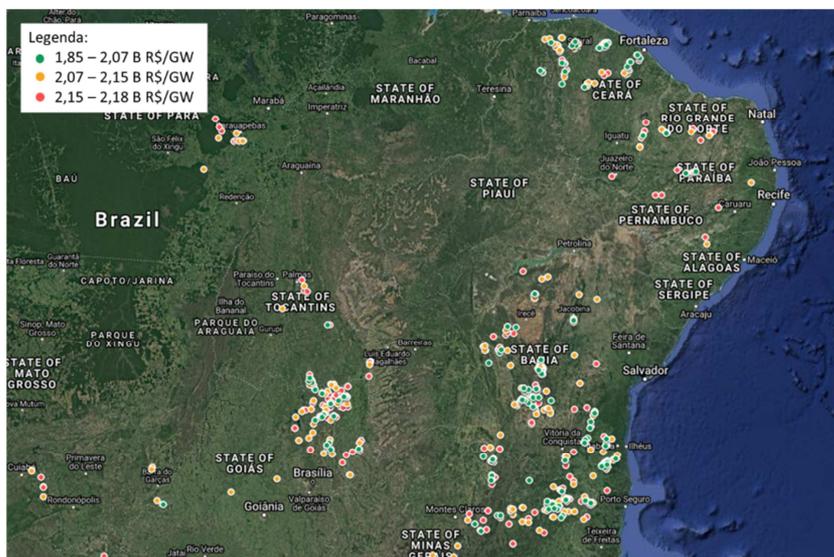
Figura 6: Potencial de UHRs diárias e Semanais na Região Sudeste do Brasil



Fonte: Elaboração própria.

Nas Regiões Centro-Oeste e Nordeste, existe também um potencial considerável para UHRs diárias, próximo à Chapada dos Veadeiros, em Goiás, e à Chapada da Diamantina, na Bahia, como mostra a Figura 7. A Região Nordeste, apesar de possuir uma formação geológica menos apropriada para a construção de projetos de UHRs, em comparação às Regiões Sul e Sudeste, apresenta um potencial interessante. Porém, na Região Norte, o potencial de UHRs é limitada a região de Carajás, onde existe intensa atividade de mineração e possível demanda por armazenamento energético.

Figura 7: Potencial de UHRs diárias e semanais nas Regiões Centro-Oeste e Nordeste do Brasil



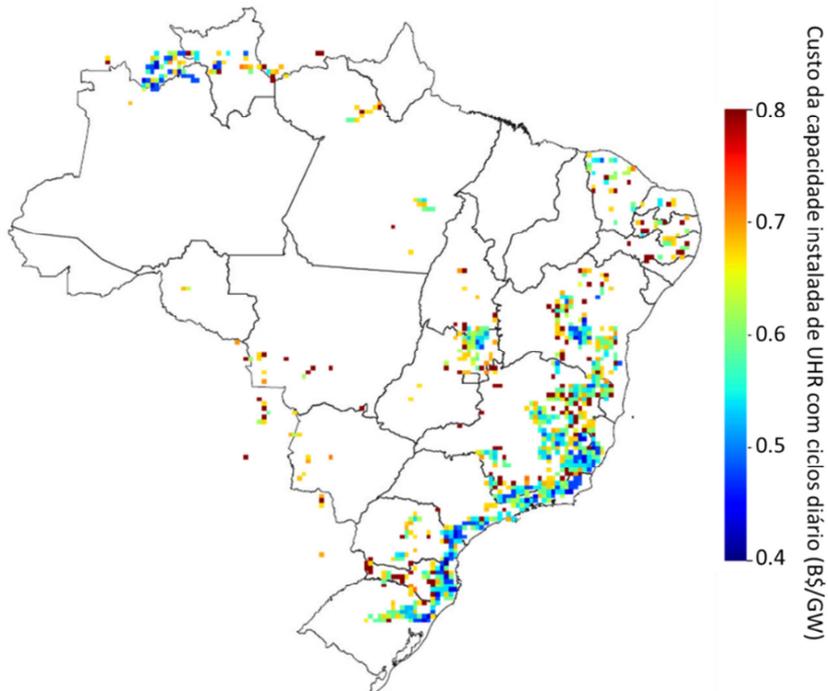
Fonte: Elaboração própria.

A seguir, a Figura 8, por sua vez, apresenta o potencial brasileiro de UHRs diárias e semanais a um custo abaixo de U\$S 0,8 bilhões por GW, levando em consideração os 4 milhões de projetos desenvolvidos pelo modelo computacional, enquanto que a Tabela 2 exibe os 2.500 projetos de UHRs diárias e semanais mais baratos em cada estado e Região do país, organizando-os como baratos, médios e caros.

Como se pode observar, a maioria dos projetos bons está localizada na Região Sudeste, seguida das Regiões Sul, Nordeste, Centro-Oeste e Norte, em ordem crescente de custos. Os estados com maior potencial de UHRs diárias e sazonais são Rio de Janeiro, Minas Gerais, São Paulo, Santa Catarina, Espírito Santo, Paraná, Rio Grande do Sul, Bahia, Ceará, Goiás, Tocantins, Paraíba, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Piauí, Rondônia e Pará.

O modelo computacional propôs, ainda, a construção de uma UHR diária onde fica atualmente localizada a Usina Hidrelétrica (UHE) de Cubatão (Figura 9). Destaca-se que o fato de o modelo localizar um projeto existente é uma forma de verificar a sua credibilidade e de seus resultados.

Figura 8: Potencial de UHRs diárias e semanais no Brasil com custo abaixo de U\$S 0,8 bilhões/GW



Fonte: Elaboração própria.

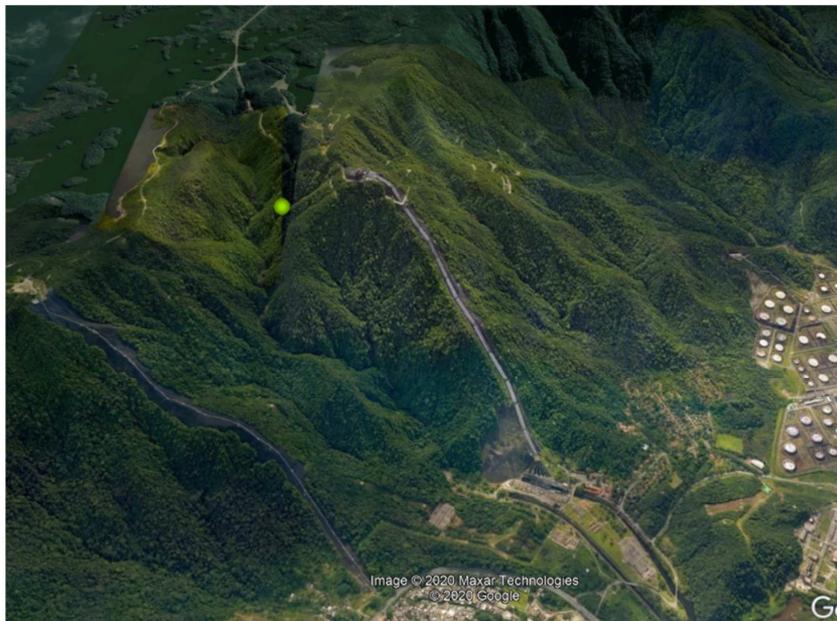
Tabela 2: Distribuição de projetos de UHRs diárias e semanais nos estados e Regiões do Brasil, a partir da classificação baratos, médios e caros

	Baratos	Médios	Caros
Região Sul			
SC	20	175	64
PR	11	97	41
RS	5	96	26
Total Sul	36	368	131
Região Sudeste			
RJ	51	395	64
MG	37	336	103
SP	28	356	109
ES	19	164	25
Total Sudeste	135	1.251	301
Região Centro-Oeste			
GO	0	32	11
MT	0	4	4
MS	0	4	2
Total Centro-Oeste	0	40	17
Região Nordeste			
BA	0	75	27
CE	0	33	10
PB	0	5	1
RN	0	4	2
PI	0	3	0
Total Nordeste	0	120	40
Região Norte			
TO	0	10	3
RD	0	2	0
PA	0	1	1
Total Norte	0	13	4
Total = 2.454	171	1.792	491

Nota: O potencial entre o Brasil, a Venezuela e a Guiana é alto. Porém, como a construção do reservatório superior deverá ser realizada na Venezuela ou na Guiana, os projetos não foram incluídos na base de dados.

Fonte: Elaboração própria.

Figura 9: Usina Hidrelétrica de Cubatão e proposta de projeto de UHR diária no mesmo local



Fonte: Elaboração própria.

A Tabela 3, abaixo, apresenta os projetos selecionados que foram propostos pelo modelo computacional para o mapeamento do potencial de UHRs no Brasil, a partir do custo da capacidade instalada (em R\$/MWh), da localização da UHR, dando preferência àqueles próximos de cidades com alta demanda de ponta e de regiões com alta geração eólica e solar, e em locais com potencial de otimizar o sistema de transmissão. Além disso, foram selecionados os projetos que não estão localizados em áreas com alta sensibilidade ambiental, o que dificultaria a sua aceitação. Destaca-se que um projeto de UHR deve ser construído próximo de linhas de transmissão existentes, pois o custo adicional para a sua expansão pode inviabilizá-lo.

Tabela 3: Detalhamento de projetos de UHRs diárias e semanais selecionados

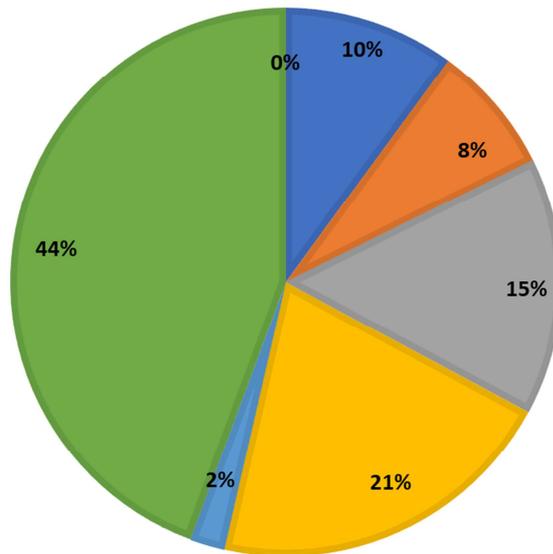
Nome	Kroeff	Adão	Morunbí	São José	Duas Barras	Carapuça	Atmas	Aliança	Acari	Assunção
Estado	RS	SC	PR	SP	RJ	MG	BA	DF	RN	CE
Região	Sul	Sul	Sul	Sudeste	Sudeste	Sudeste	Nordeste	C-Oeste	Nordeste	Nordeste
Latitude da barragem superior	-29,45	-28	-25,533	-22,721	-22,167	-20,075	-13,529	-14,792	-6,1667	-3,6708
Longitude da barragem superior	-50,2958	-49,338	-48,95	-44,7	-42,046	-43,458	-41,967	-47,479	-36,692	-39,642
Latitude da barragem inferior	-29,4542	-28,017	-25,529	-22,692	-22,188	-20,054	-13,546	-14,783	-6,1875	-3,6542
Longitude da barragem inferior	-50,3083	-49,342	-48,921	-44,704	-42,038	-43,483	-41,963	-47,463	-36,675	-39,629
Altitude da localização da barragem superior (m)	796	1348	852	1451	978	1448	1660	1068	686	783
Altitude da localização da barragem inferior (m)	421	693	302	738	289	749	988	679	321	323
Queda mínima (m)	375	655	550	713	689	699	672	389	365	460
Variação do nível do reservatório superior (m)	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Altura da barragem superior (m)	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Comprimento da barragem (km)	0,46	0,42	0,46	0,44	0,46	0,44	0,46	0,46	0,46	0,46
Volume de armazenamento (hm ³)	5,8	14,1	8,9	6,0	6,0	6,0	6,3	6,3	17,9	6,4
Armazenamento energético (GWh)	5,6	23,3	12,4	10,8	10,4	10,6	10,6	6,3	16,7	7,5
Capacidade instalada (GW)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Requisito de área (km ²)	0,19	0,97	0,58	0,20	0,20	0,20	0,21	0,21	0,64	0,21
Índice de área inundada (km ² /km ³)	33	68	65	33	33	33	33	33	36	33
Comprimento do túnel (km)	1	2	3	3	3	3	2	2	3	2

Diâmetro do túnel (m)	11,26	11,23	11,26	11,2301	11,2301	11,23	11,23	11,26	11,26	11,26
Número de túneis	2	1	2	1	1	1	1	2	2	2
Strahler do rio inferior (1-12)	4	3	4	3	3	4	3	3	4	3
Custo da barragem (bilhões de R\$)	0,19949	0,18175	0,19949	0,18867	0,19949	0,18867	0,19733	0,19906	0,19906	0,20036
Custo do túnel (bilhões de R\$)	0,08046	0,08236	0,25632	0,12776	0,12776	0,12776	0,08236	0,16522	0,25632	0,16522
Custos de escavação (bilhões de R\$)	0,31179	0,28431	0,29259	0,28039	0,28197	0,28130	0,28312	0,30990	0,31321	0,30137
Custo da turbina da bomba (bilhões de R\$)	0,39846	0,40606	0,40606	0,40606	0,40606	0,40606	0,40606	0,39286	0,40265	0,40606
Custos diversos (bilhões de R\$)	0,04142	0,04061	0,04061	0,04061	0,04061	0,04061	0,04061	0,04021	0,04224	0,03294
Custo eletrotécnico (bilhões de R\$)	0,87659	0,85602	0,85602	0,85602	0,85602	0,85602	0,85602	0,87169	0,88022	0,85602
Custo do terreno (bilhões de R\$)	0,00002	0,00012	0,00007	0,00003	0,00003	0,00003	0,00003	0,00003	0,00008	0,00003
Custos totais de construção (bilhões de R\$)	1,90825	1,85123	2,05117	1,89955	1,91194	1,90046	1,86552	1,97896	2,09378	1,96201
Custos de armazenamento de energia (R\$/MWh)	18609	4318	9005	9580	9971	9772	9524	17182	6826	14276
Custos de GW adicional (bilhões de R\$/GW)	1,71	1,67	1,85	1,71	1,71	1,71	1,67	1,78	1,89	1,76
Custos de capacidade instalada (bilhões de R\$/GW)	1,91	1,85	2,05	1,90	1,91	1,90	1,87	1,98	2,09	1,96
GW para encher o reservatório em 24 horas	0,22	0,95	0,50	0,44	0,42	0,43	0,43	0,25	0,67	0,30

Fonte: Elaboração própria.

O Gráfico 1 apresenta a média dos custos dos componentes dos projetos de UHRs apresentados na Tabela 3. Observa-se que os maiores custos de equipamentos dos projetos são os custos eletrotécnicos, o que inclui o gerador, o transformador elevador de potência e a subestação, os custos da turbina-bomba e os custos da escavação da casa de força. Este perfil de custos, peculiar ao Brasil em decorrência dos seus planaltos com altas quedas íngremes, justifica-se pelo fato de a média do comprimento dos túneis ser muito baixa (2,1 km) e de a queda das UHRs ser muito alta (520 m), o que reduz os custos relativos aos túneis, devido ao seu curto comprimento e diâmetro, e às barragens, em razão do baixo potenciais de armazenamento energético.

Gráfico 1: Distribuição dos custos dos projetos de UHRs diários e semanais selecionados



Fonte: Elaboração própria.

O modelo computacional não estima a construção e o custo da barragem inferior. Porém, como seleciona o local do reservatório inferior

tendo um Strahler duas vezes maior do que o Strahler do reservatório superior em análise, o modelo garante que a formação geológica do reservatório inferior é de vale e as chances de ser um bom candidato para ter uma barragem inferior é alta, o que foi comprovado com o desenvolvimento dos projetos apresentados neste capítulo.

O mapeamento dos projetos de UHRs tem uma resolução de 450 metros, o que resulta em um pequeno desvio da localização da barragem em relação ao local onde a mesma seria construída na realidade. Observa-se que os projetos apresentados na Tabela 3, acima, possuem uma barragem de 30 metros e reservatórios muito pequenos. Assim, tendo em vista a limitação de resolução mencionada, o detalhamento dos projetos, nas figuras a seguir, realiza pequenos ajustes naqueles propostos pelo modelo computacional.

Além disso, o armazenamento energético do projeto proposto pelo modelo computacional é apresentado em horas de geração, com uma mínima capacidade de 1 GW. O limite máximo do armazenamento é estimado dependendo da topografia do local, porém o aumento necessário do custo das barragens superior e inferior para elevar a capacidade de armazenamento não é considerado. Destaca-se que seria interessante planejar as barragens inferior e superior para abarcar a possibilidade de aumento de suas alturas, bem como do armazenamento da UHR, caso se mostre necessário depois da construção da usina. A seguir, são apresentados os detalhamentos de projetos relevantes de UHRs com ciclos diários e semanais.

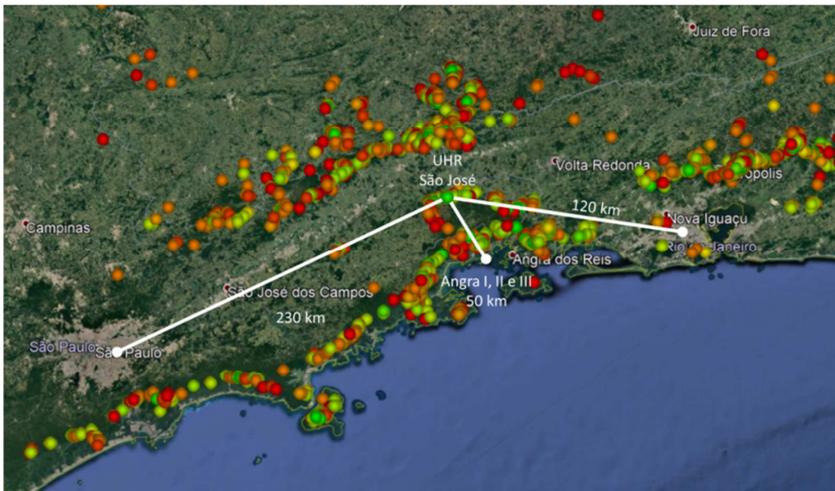
A UHR São José está localizada no Vale do Paraíba do Sul, no estado de São Paulo, a 230 km da área metropolitana da capital, a 120 km do Rio de Janeiro e a 50 km das usinas de Angra I, II e III (Figura 10). Este projeto têm os objetivos principais de gerar energia elétrica durante a ponta para abastecer as cidades de São Paulo e do Rio de Janeiro, armazenar a geração de Angra I, II e III durante a noite e reduzir investimentos para transmissão de energia entre a Região Sudeste e as outras regiões do Brasil.

No que diz respeito às características técnicas da usina, a cota do reservatório superior fica a 1,580 metros de altitude e a altitude da barragem inferior é 735 metros, o que resulta em uma queda de 390 metros (Figura 11). A variação do nível do reservatório superior é 30 metros, o comprimento da barragem é 0,46 metros e sua altura equivale a 30 metros. Os reservatórios têm uma capacidade de armazenamento hídrico de 6 hm³ e energético de 10,8 GWh, uma capacidade instalada de 1 GW, um requisito de área igual a 0,20 km² e

um índice de área inundada de $33,3 \text{ km}^2/\text{km}^3$. A usina conta com um túnel com 4 km de comprimento e 11,23 metros de diâmetro.

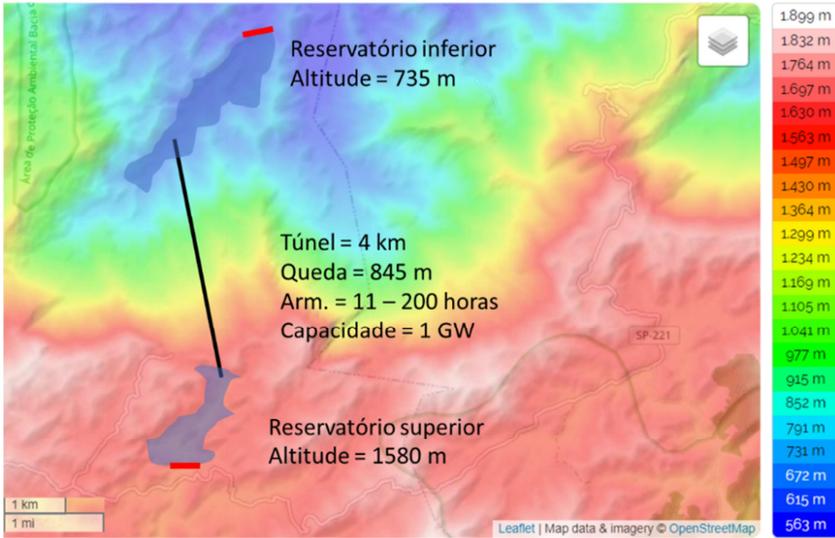
Os custos totais de construção da usina equivalem a R\$ 1,89955 bilhão, enquanto que o custo de armazenamento energético é R\$ 9,971/MWh, os custos de GW adicional de R\$ 1,71 bilhão/GW e os custos de capacidade instalada de R\$ 1,89 bilhão/GW. Por fim, a capacidade para encher o reservatório em 24 horas é de 440 MW.

Figura 10: Distância entre a UHR São José e as cidades de São Paulo e Santos



Fonte: Elaboração própria.

Figura 11: Componentes da UHR São José com ciclo diário



Fonte: Elaboração própria.

A UHR Assunção está localizada no município de Itapipoca, na latitude -3,5761 e na longitude -39,632, no estado do Ceará, a 120 km de Fortaleza, a 80 km de Sobral e da costa onde ocorre geração eólica *on-shore* e possui grande potencial para geração eólica *off-shore* (Figura 12). Este projeto apresenta os objetivos centrais de gerar energia elétrica durante a ponta para Fortaleza e reduzir investimentos em transmissão da geração eólica realizada no CE para a Região Sudeste e para outras regiões do país.

Sobre as características técnicas, a cota do reservatório superior da usina fica a 760 metros de altitude e a altitude da barragem inferior é 290 metros, o que resulta em uma queda de 470 metros (Figura 13). A variação do nível do reservatório superior é 30 metros, o comprimento da barragem é 0,46 metros e a sua altura de 30 metros. Os reservatórios têm uma capacidade de armazenamento hídrico de 6,4 hm³ e energético de 7,5 GWh, uma capacidade instalada de 1 GW, um requisito de área de 0,21 km² e um índice de área inundada 33,3 km²/km³. A usina possui dois túneis com 2 km de comprimento e 11,26 metros de diâmetro, cada.

Os custos totais de construção desta UHR são de R\$ 1,96201 bilhão, o custo de armazenamento energético é R\$ 14,276/MWh, os custos de GW adicional de R\$ 1,76 bilhão/GW e os custos de capacidade insta-

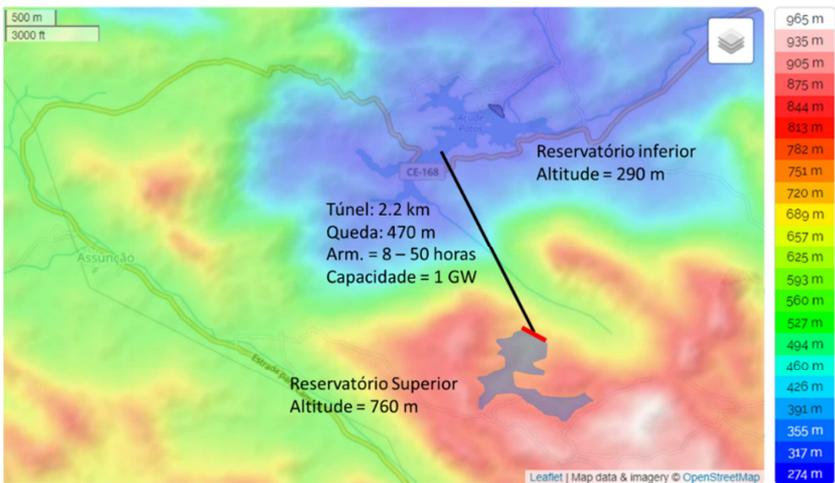
lada de R\$ 1,96 bilhão/GW. Ademais, a capacidade em GW para encher o reservatório em 24 horas é 0,30.

Figura 12: Distância entre a UHR Assunção, as cidades de Fortaleza e Sobral e a geração eólica na costa



Fonte: Elaboração própria.

Figura 13: Componentes da UHR Assunção com ciclo semanal



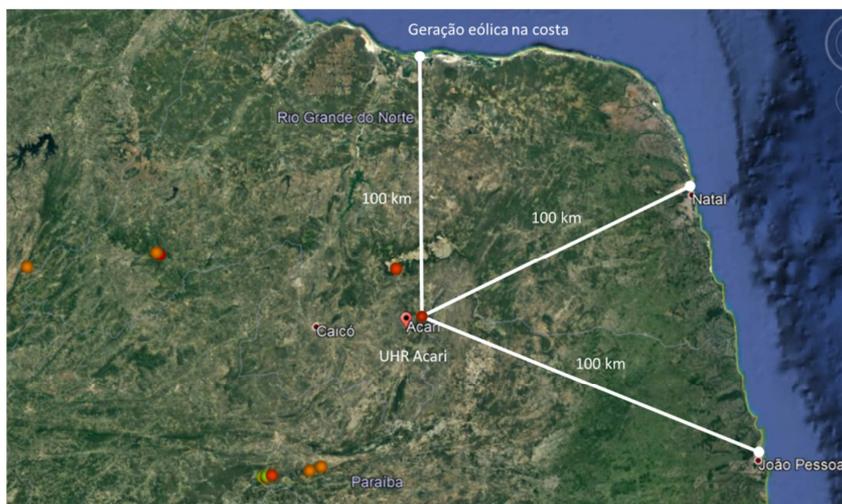
Fonte: Elaboração própria.

A UHR Acari está localizada próxima da nascente do Rio Acauã, no estado do Rio Grande do Norte, a 100 km de Natal, de João Pessoa e da costa, apresentando um alto potencial de geração eólica *on-shore* e *off-shore*. Este projeto possui os objetivos principais de gerar energia elétrica durante a ponta para suprir Natal e João Pessoa, bem como reduzir investimentos em transmissão da geração eólica do estado do Rio Grande do Norte para a Região Sudeste, além de poder ser utilizado como uma solução de armazenamento hídrico com baixa evaporação para o Açude Gargalheiras. Neste caso, seria necessário o aumento da altura da barragem da UHR proposta, que se transformaria em uma usina com ciclo de armazenamento mensal.

No que diz respeito às características técnicas, a cota do reservatório superior da usina fica a 560 metros de altitude e a altitude da barragem inferior é 300 metros, o que resulta em uma queda de 260 metros (Figura 14). A variação do nível do reservatório superior é 30 metros, o comprimento da barragem de 0,46 metros e a sua altura equivale a 30 metros. Os reservatórios têm uma capacidade de armazenamento hídrico de 17,9 hm³ e energético de 16,7 GWh, uma capacidade instalada de 1 GW, um requisito de área 0,64 km² e um índice de área inundada de 36 km²/km³. A usina possui dois túneis com o comprimento de 2,4 km e o diâmetro de 11,26 metros, cada.

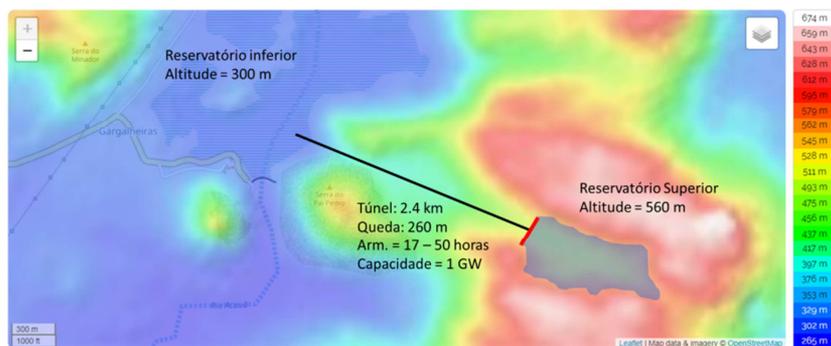
Custos totais de construção desta UHR são de R\$ 2,09378 bilhões, enquanto que o custo de armazenamento energético é R\$ 6,826/MWh, os custos de GW adicional de R\$ 1,89 bilhão/GW e os custos de capacidade instalada de R\$ 2,09 bilhões/GW. Além disso, a capacidade para encher o reservatório em 24 horas é de 670 MW.

Figura 14: Distância entre a UHR Acari, as cidades de Natal e João Pessoa e a geração eólica na costa



Fonte: Elaboração própria.

Figura 15: Componentes da UHR Acari com ciclo semanal



Fonte: Elaboração própria.

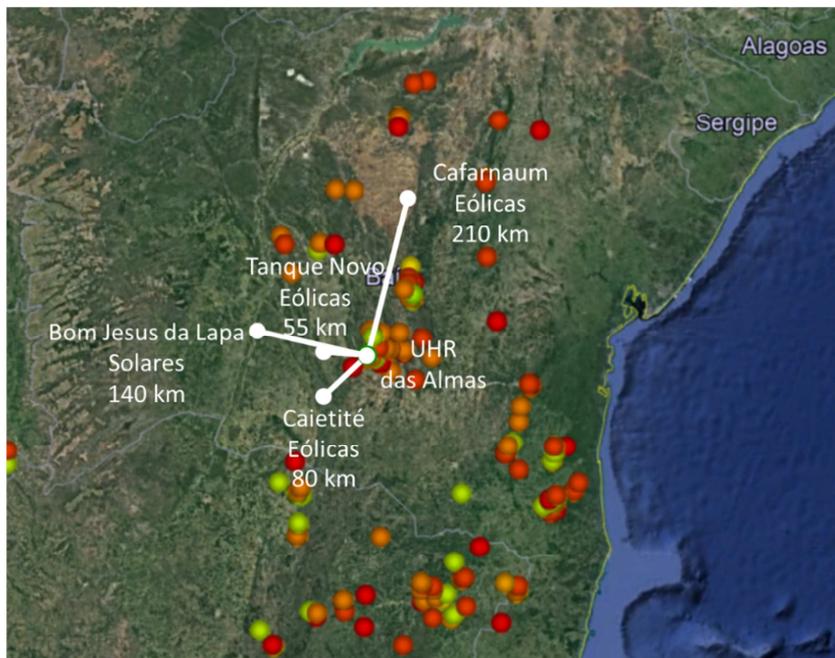
Por fim, segue-se para a análise da UHR das Almas, localizada próxima à Chapada da Diamantina, no estado da Bahia, a 80 km dos parques eólicos do município de Caieté, a 55 km dos parques eólicos do município de Tanque Novo, a 140 km das usinas de geração solar fotovoltaica de Bom Jesus da Lapa e a 210 km das usinas eólicas de Cafarnaum (Figura 16). Destaca-se que a construção da UHR das Almas irá beneficiar a geração eólica realizada ao seu norte, já que

grande quantidade deste tipo de geração no Nordeste é consumida na Região Sudeste e transportada por linhas de transmissão próximas à localização do projeto.

Sobre as características técnicas, a cota do reservatório superior da usina fica a 1.750 metros de altitude e a altitude da barragem inferior é 1.000 metros, o que resulta em uma queda de 750 metros (Figura 17). A variação do nível do reservatório superior é 30 metros, o comprimento da barragem de 0,46 metros e a sua altura de 30 metros. Os reservatórios têm uma capacidade de armazenamento hídrico de 6,3 hm³ e energético de 10,6 GWh, uma capacidade instalada de 1 GW, um requisito de área equivalente a 0,21 km² e um índice de área inundada de 36 km²/km³. A usina possui um túnel com o comprimento de 2,5 km e o diâmetro de 11,23 metros.

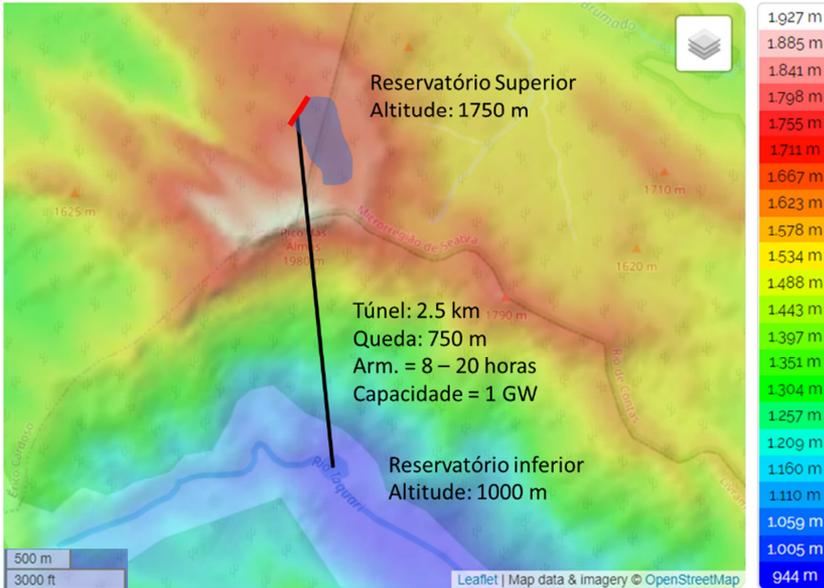
Custos totais de construção desta UHR equivale a R\$ 1,86552 bilhão, o custo de armazenamento energético é R\$ 9,524/MWh, os custos de GW adicional de R\$ 1,67 bilhão/GW e os custos de capacidade instalada de R\$ 1,87 bilhão/GW. A capacidade em GW para encher o reservatório em 24 horas, por sua vez, é de 430 MW.

Figura 16: Distância entre a UHR das Almas e usinas eólicas e solares



Fonte: Elaboração própria.

Figura 17: Componentes da UHR das Almas com ciclo semanal



Fonte: Elaboração própria.

4.3. Mapeamento de usinas hidrelétricas reversíveis mensais, sazonais e plurianuais no Brasil

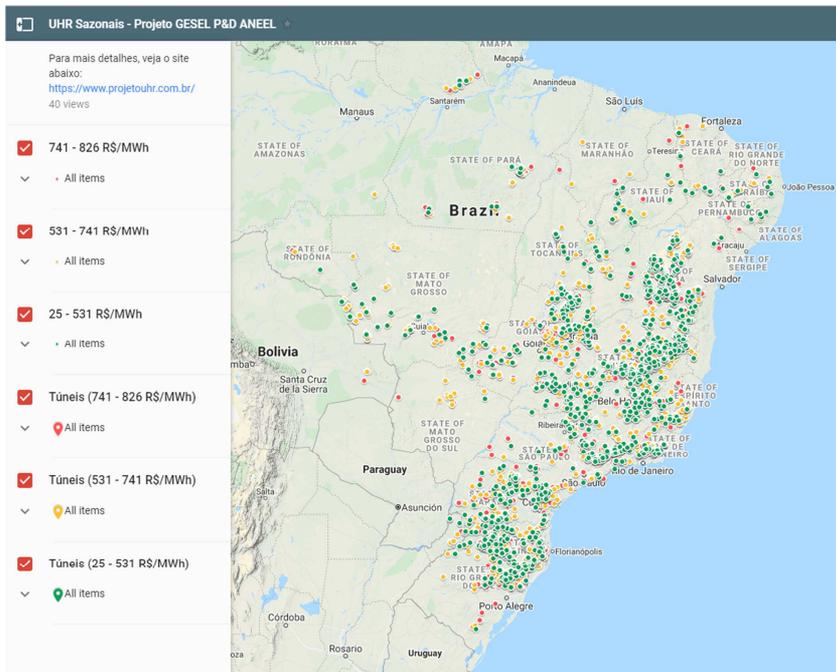
As UHRs mensais, sazonais e plurianuais com grandes reservatórios devem ser construídas próximas a rios com alta vazão para que possam encher seus reservatórios e contribuir para regular a vazão fluvial, bem como armazenar água e energia para a bacia como um todo. Desta forma, as usinas são mais limitadas e possuem quedas menores do que as UHRs diárias e semanais, barragem muito maiores, variações de cota de 100 a 200 metros e túneis mais longos. Essas usinas são construídas em áreas montanhosas, próximas da cabeceira de rios com alto potencial de geração hidrelétrica a jusante.

O modelo computacional desenvolveu 4 milhões de projetos, dentre os quais 5.000 com ciclo mensal e sazonal, e aqueles com menor custo de armazenamento energético (R\$/MWh) foram selecionados.

A Figura 18 apresenta o mapa do potencial de UHRs mensais, sazonais e plurianuais no Brasil¹. A Figura 19, a Figura 20 e a Figura 21 apresentam um *zoom* do potencial das usinas com ciclos sazonais, por região.

Observa-se que os dados hidrológicos utilizados na região da Chapada da Diamantina e nas bacias ao redor deste local estão apresentando uma vazão muito superior àquela verificada. Ou seja, os resultados de UHRs sazonais para esta região foram superestimados.

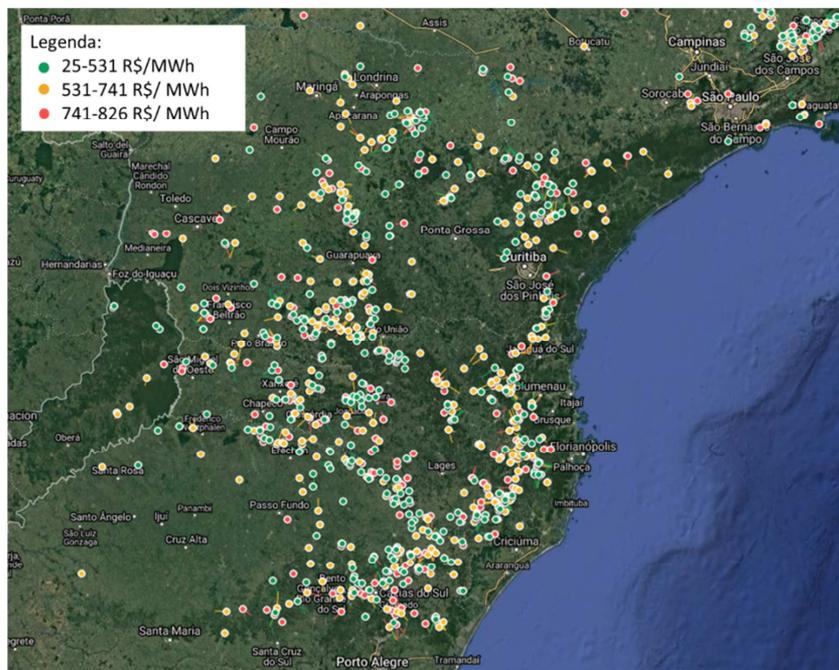
Figura 18: Mapa do potencial de UHRs mensais, sazonais e plurianuais no Brasil



Fonte: Elaboração própria.

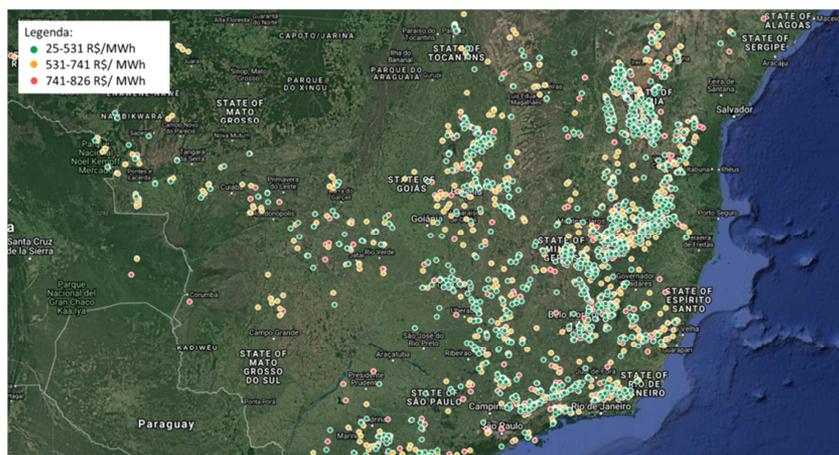
¹ O link https://www.projetouhr.com.br/mgr_sazonais.php dá acesso ao mapa interativo do potencial.

Figura 19: Potencial de UHRs sazonais na Região Sul



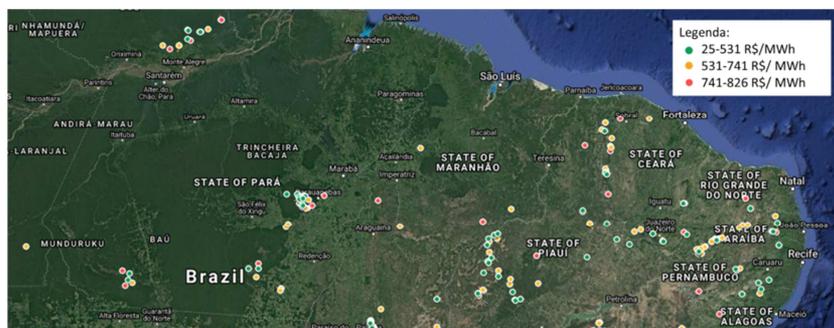
Fonte: Elaboração própria.

Figura 20: Potencial de UHRs sazonais nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste



Fonte: Elaboração própria.

Figura 21: Potencial de UHRs sazonais nas Regiões Nordeste e Norte



Fonte: Elaboração própria.

A Tabela 4 e a Fonte: Elaboração própria.

Tabela 5, abaixo, apresentam os projetos de UHRs sazonais selecionados dentre os 2.500 mapeados. Nota-se que poucos projetos de UHRs mensais, sazonais e plurianuais foram propostos para a Região Nordeste, apesar de os resultados do modelo mostrarem um grande potencial, particularmente na Bahia, uma vez que os respectivos dados hidrológicos estão muito mais elevados do que os valores efetivamente observados nesta área. O único local onde poderia ser instalada uma UHR seria próximo ao Rio São Francisco, porém o modelo não localizou projetos viáveis de usinas com ciclos mensais, sazonais e plurianuais ao redor do rio.

Tabela 4: Detalhamento de projetos de UHRs mensais e sazonais

Nome	São Tomé 2	Quebra-Dentes 1	Quebra-Dentes 2	Ranchinho	Da Prata I	Da Prata II	Tega	Vacas Gordas	Coxilha Grande	Marmeleiro	Engano
Estado	RS	RS	RS	RS	RS	RS	RS	SC	RS	RS	SC
Bacia	Antas	Antas	Antas	Antas	Antas	Antas	Antas	Uruguai	Uruguai	Uruguai	Uruguai
Reservatório inferior	PCH Passo do Meio	PCH São Manuel	PCH São Manuel	PCH São Bernardo	UHE Monte Claro	UHE Castro Alves	UHE Monte Claro	UHE Barra Grande	UHE Barra Grande	UHE Machadinho	UHE Itá
Latitude da barragem superior	-28,9042	-28,6625	-28,7833	-28,9208	-29,0083	-28,975	-29,058	-28,046	-28,1625	-27,7125	-27,196
Longitude da barragem superior	-50,6167	-50,9125	-50,9417	-51,0375	-51,4625	-51,45	-51,346	-50,854	-50,9417	-51,5042	-52,25
Latitude da barragem inferior	-28,8625	-28,8042	-28,7792	-28,8542	-29,0167	-29,012	-29,054	-28,038	-28,1375	-27,6542	-27,258
Longitude da barragem inferior	-50,5625	-50,9042	-50,9542	-51,05	-51,4792	-51,479	-51,358	-50,875	-50,8667	-51,4292	-52,25
Cota máxima	868	828	673	800	381	397	515	868	911	743	517
Altitude da localização da barragem superior (m)	778	738	463	620	201	277	215	628	851	713	427
Altitude da localização da barragem inferior (m)	615	386	403	384	165	150	174	594	673	509	332
Queda máxima (m)	253	442	270	416	216	247	341	274	238	234	185
Queda mínima (m)	163	352	135	236	108	127	170,5	137	178	204	95
Variação do nível do reservatório superior (m)	90	90	135	180	108	120	170,5	137	60	30	90
Altura da barragem superior (m)	90	90	210	180	180	120	300	240	60	30	90
Comprimento da barragem (km)	2,94	2,1	3,744	2,766	0,922	1,26	0,922	1,844	2,1	2,52	2,1
Volume de armazenamento (km ³)	0,576964	0,610948	1,95383	1,37609	1,82799	2,44904	1,53077	5,11519	0,913121	0,651147	1,14208
Armazenamento energético sem cascata (TWh)	0,294321	0,594845	0,970333	1,1002	0,72627	1,12317	0,96014	2,578	0,465801	0,34973	0,39213
Armazenamento energético com cascata (TWh)	0,954844	1,25832	2,30149	2,35565	1,26694	2,12141	1,44443	7,30495	1,60925	1,0329	1,10974
Requisito de área (km ²)	15,7301	23,8864	33,5963	26,7994	35,3441	39,4223	18,8373	96,905	46,2192	4,19462	20,585
Índice de área inundada (km ² /km ³)	27,2635	39,0973	17,1951	19,475	19,335	16,0971	12,3057	18,9446	50,6168	45,2482	18,0241
Comprimento do túnel (km)	7	16	1	7	2	5	1	2	8	10	7

Nome	São Tomé 2	Quebra-Dentes 1	Quebra-Dentes 2	Ranchinho	Da Prata I	Da Prata II	Tega	Vacas Gordas	Coxilha Grande	Marmeleiro	Engano
Diâmetro do túnel (m)	11,2754	11,2584	11,2786	11,2725	11,2796	11,2786	11,2754	11,2786	11,2754	11,2725	11,2804
Capacidade instalada (GW)	0.2	0.5	0.14	0.25	0.125	0.1	0.2	0.1	0.2	0.25	0.11
Número de túneis	5	2	7	4	8	7	5	7	5	4	9
Strahler do rio inferior (1-12)	5	6	5	6	7	7	6	6	6	6	7
Vazão média do rio (m³/s)	2794	827	2794	827	3067	3067	827	827	827	827	3067
Sazonalidade da vazão do rio	0,067691	0,074927	0,067654	0,160917	0,130667	0,08359	0,13312	0,10901	0,091617	0,140053	0,11282
Varição interanual da vazão do rio	0,210764	0,196228	0,23888	0,218555	0,199055	0,21734	0,20182	0,22618	0,224164	0,213769	0,16342
Vazão de bombeamento (m³/s)	694,866	321,77	838,986	479,928	1048,73	891,836	664,3	826,738	636,31	555,211	1192,24
Custo da barragem (bilhões de R\$)	4,37329	1,99822	16,5542	9,58687	5,27836	4,31991	11,6556	12,0541	1,4212	0,915293	2,74028
Custo do túnel (bilhões de R\$)	1,81546	2,70481	0,282237	1,45192	0,662421	1,63347	0,20153	0,57955	2,19954	2,48908	3,26962
Custos de escavação (bilhões de R\$)	0,359016	0,315114	0,370834	0,337068	0,385413	0,37476	0,35626	0,3699	0,353647	0,345516	0,39409
Custo da turbina-bomba (bilhões de R\$)	0,549757	0,408328	0,591276	0,476522	0,644506	0,60539	0,54029	0,58793	0,531375	0,504114	0,67724
Custos diversos (bilhões de R\$)	0,044173	0,043235	0,040392	0,0477664	0,034686	0,03895	0,04491	0,04073	0,045539	0,0470628	0,03531
Custo eletrotécnico (bilhões de R\$)	0,995688	0,885117	1,0248	0,940911	1,06037	1,03442	0,98886	1,0225	0,982376	0,962109	1,08137
Custo do terreno (bilhões de R\$)	0,001984	0,003013	0,004238	0,0033806	0,004458	0,00497	0,00238	0,01222	0,005830	0,0057078	0,0026
Custos totais de construção (bilhões de R\$)	8,13936	6,35783	18,868	12,8444	8,07021	8,01188	13,7898	14,6669	5,53952	5,26888	8,2005
Custos de armazenamento hídrico (m³/R\$)	0,766632	0,565522	0,524788	0,507239	0,239914	0,17778	0,48955	0,15582	0,329677	0,439728	0,3902
Custos de armazenamento sem cascata (R\$/MWh)	1502,85	580,831	1056,7	634,434	603,854	387,644	780,491	309,173	646,273	818,711	1136,45
Custos de armazenamento com cascata (R\$/MWh)	463,236	274,577	445,515	296,312	346,158	205,236	518,806	109,11	187,065	277,207	401,573
Custos de GW adicional (bilhões de R\$/GW)	3,76409	4,3566	2,30954	3,25419	2,78739	3,687	2,13184	2,6006	4,11248	4,34788	5,45763
Custos de capacidade instalada (bilhões de R\$/GW)	8,13936	6,35783	18,868	12,8444	8,07021	8,01188	13,7898	14,6669	5,53952	5,26888	8,2005
Capacidade em GW para encher o reservatório em seis meses	0,052658	0,120415	0,147692	0,181842	0,110543	0,17415	0,14614	0,39239	0,091008	0,074378	0,06075

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 5: Detalhamento de projetos de UHRs mensais e sazonais (continuação)

Nome	Palmital II	Areia	Dos Patos	Butiá	São Francisco	Var-gem	Tupaci	Piçarrão	Pedras	São Bento	Uruçuí	Horebe
Estado	PR	PR	PR	PR	MG	MG	MG	MG	MG	GO	PI	PB
Bacia	Iguaçu	Iguaçu	Iguaçu	Iguaçu	São Francisco	Grande	Parnaíba	Parnaíba	Parnaíba	São Mateus	Parnaíba	E. Norte Trans. S. Francisco
Reservatório inferior	UHE Foz do Areia	UHE Foz do Areia	UHE Segredo	UHE Segredo	Rio das Velhas	UHE Furnas	UHE Itumbiara	UHE Capim Branco I	UHE Itumbiara	UHE Serra do Facão	UHE Boa Esperança	Barragem Morros
Latitude da barragem superior	-26,092	-25,821	-26,0417	-26,038	-17,921	-20,608	-18,542	-18,671	-18,775	-17,788	-7,24167	-7,15916
Longitude da barragem superior	-51,246	-51,475	-51,8125	-52,083	-44,442	-45,913	-48,8	-48,096	-48,492	-47,533	-44,4458	-38,559
Latitude da barragem inferior	-26,096	-25,925	-26,0125	-26,004	-17,892	-20,667	-18,358	-18,758	-18,658	-17,738	-7,17917	-7,15136
Longitude da barragem inferior	-51,267	-51,475	-51,825	-52,013	-44,525	-45,854	-48,8	-48,192	-48,433	-47,617	-44,4917	-38,6028
Cota máxima	851	1126	982	920	1053	1092	859	900	828	911	327	695
Altitude da localização da barragem superior (m)	791	946	832	770	903	972	799	780	708	881	267	545
Altitude da localização da barragem inferior (m)	720	720	620	607	506	761	504	573	549	722	160	410
Queda máxima (m)	131	406	362	313	547	331	355	327	279	189	167	285
Queda mínima (m)	71	226	212	163	397	211	295	207	159	159	107	135
Variação do nível do reservatório superior (m)	60	180	150	150	150	120	60	120	120	30	60	150
Altura da barragem superior (m)	60	180	150	150	150	120	60	120	120	30	60	150
Comprimento da barragem (km)	2,52	4,2	1,383	1,26	4,61	2,616	6,272	8,064	17,92	0,643	3,68	1,383
Volume de armazenamento (km ³)	0,92691	2,83355	1,38056	1,06149	2,63373	0,64237	0,84829	0,97724	8,0849	0,4972	2,56366	1,38056
Armazenamento energético sem cascata (TWh)	0,2296	2,19597	0,971729	0,61959	3,04875	0,42693	0,67614	0,63991	4,34238	0,21217	0,861371	0,97173
Armazenamento energético com cascata (TWh)	1,30848	6,14038	2,66193	1,82231	6,54836	1,34571	1,6735	1,76156	12,7654	0,85673	1,86861	0,97173
Requisito de área (km ²)	26,0226	38,4513	20,3908	24,0806	50,4221	11,8696	38,4366	35,1302	275,669	35,5435	99,0118	20,3908
Índice de área inundada (km ² /km ³)	28,0746	13,57	14,77	22,6857	19,1448	18,4779	45,3106	35,9484	34,0967	71,4879	38,6213	14,77

Nome	Palmital II	Areia	Dos Patos	Butiá	São Francisco	Var-gem	Tupaci	Piçarrão	Pedras	São Bento	Uruçuí	Horebe
Comprimento do túnel (km)	2	12	3	8	9	9	20	10	14	10	8	3
Diâmetro do túnel (m)	11,2823	11,2678	11,2725	11,2754	11,2584	11,2725	11,2584	11,2678	11,2754	11,2754	11,2796	11,2725
Capacidade instalada (GW)	77	333	250	200	500	250	500	333	200	200	125	250
Número de túneis	13	3	4	5	2	4	2	3	5	5	8	4
Strahler do rio inferior (1-12)	7	6	7	7	7	7	8	7	7	6	8	7
Vazão média do rio (m³/s)	3067	827	3067	3067	312	613	2231	928	928	272	698	3067
Sazonalidade da vazão do rio	0,05955	0,07576	0,143949	0,19499	0,9189	0,42068	0,65822	0,81675	0,68795	0,93809	0,6586	0,14395
Variação interanual da vazão do rio	0,34707	0,33363	0,375904	0,35484	0,47998	0,30822	0,43207	0,34593	0,33225	0,39078	0,718944	0,3759
Vazão de bombeamento (m³/s)	1595,26	501,164	534,26	694,866	285,298	536,792	383,943	547,165	712,347	712,347	1058,53	534,26
Custo da barragem (bilhões de R\$)	2,41297	18,4119	6,9122	4,72297	8,6272	5,15978	3,6152	10,5876	32,4867	0,27825	2,70513	6,9122
Custo do túnel (bilhões de R\$)	1,07675	2,54903	0,513432	2,19954	1,0501	2,10345	3,38101	3,39266	5,65909	3,11231	3,5209	0,51343
Custos de escavação (bilhões de R\$)	0,41464	0,33955	0,343262	0,35902	0,30884	0,34354	0,3246	0,34466	0,36055	0,36055	0,386035	0,34326
Custo da turbina-bomba (bilhões de R\$)	0,75788	0,48456	0,496678	0,54976	0,38979	0,49759	0,43717	0,50128	0,55506	0,55506	0,646826	0,49668
Custos diversos (bilhões de R\$)	0,0502	0,04767	0,0473479	0,04417	0,03948	0,04732	0,04658	0,04718	0,04374	0,04374	0,0344244	0,04735
Custo eletrotécnico (bilhões de R\$)	1,1306	0,94716	0,956467	0,99569	0,86898	0,95716	0,90935	0,95996	0,99948	0,99948	1,06188	0,95647
Custo do terreno (bilhões de R\$)	0,00328	0,00485	0,0025722	0,00304	0,00636	0,0015	0,00485	0,00443	0,03477	0,00448	0,0124899	0,00257
Custos totais de construção (bilhões de R\$)	5,84632	22,7848	9,27196	8,87419	11,2908	9,11032	8,71875	15,8377	40,1394	5,35386	8,36768	9,27196
Custos de armazenamento hídrico (m³/R\$)	0,34276	0,43698	0,364974	0,45432	0,23297	0,77072	0,55854	0,88072	0,2698	0,58517	0,177374	0,36497
Custos de armazenamento sem cascata (R\$/MWh)	1383,76	563,848	518,527	778,345	201,254	1159,63	700,748	1344,98	502,328	1371,28	527,91	518,527
Custos de armazenamento com cascata (R\$/MWh)	242,807	201,648	189,287	264,637	93,699	367,898	283,122	488,586	170,876	339,6	243,35	518,527
Custos de GW adicional (bilhões de R\$/GW)	3,43007	4,36797	2,35719	4,14818	2,65719	3,94905	5,0987	3,66327	7,61792	5,07113	5,65006	2,35719
Custos de capacidade instalada (bilhões de R\$/GW)	5,84632	22,7848	9,27196	8,87419	11,2908	9,11032	8,71875	5,38591	40,1394	5,35386	8,36768	9,27196
Capacidade em GW para encher em seis meses	0,03685	0,35857	0,16388	0,09688	0,58546	0,07589	0,14012	0,11327	0,71979	0,04426	0,153596	0,16388

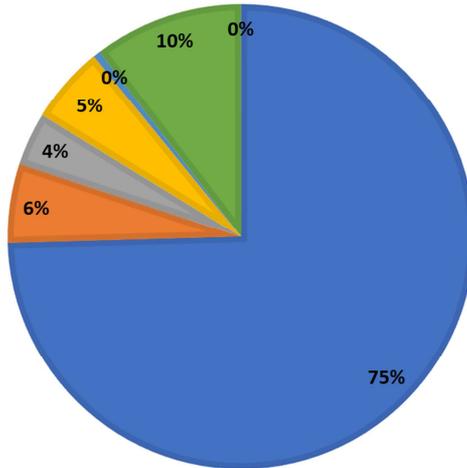
Fonte: Elaboração própria.

Além daqueles desenvolvidos com o modelo computacional, Hunt, Freitas e Pereira Junior (2017) desenvolvem um estudo que detalha 13 diferentes projetos de UHRs mapeados no Brasil, demonstrando as suas vantagens específicas. Além disso, Hunt *et al.* (2018) realizam a comparação dos impactos ambientais dos 13 projetos propostos com as UHEs operando e em planejamento no país e Hunt, Freitas e Pereira (2016) apresentam detalhes sobre um projeto de UHR no Rio São Francisco.

O Gráfico 2, abaixo, apresenta a média dos custos dos componentes dos projetos de UHRs apresentados na Tabela 3, acima. Observa-se que o maior custo para projetos de UHRs sazonais no Brasil é custo da barragem, o que corresponde a 75% dos valores totais. Os 25% restantes são relacionados ao custo da capacidade instalada da usina com ciclo sazonal. Este perfil de custo de UHR sazonal é peculiar no Brasil devido à falta de locais com topografia adequada para armazenar grandes quantidades de energia com curtas barragens. Outro motivo que pode estar contribuindo para aumentar o custo das barragens é a baixa resolução dos dados de topografia utilizados no modelo computacional, no qual a menor barragem proposta tem, aproximadamente, 450 metros.

Gráfico 2: Distribuição dos custos dos 13 projetos de UHRs sazonais Selecionados

- Custo da barragem (B R\$)
- Custos de escavação (B R\$)
- Custos diversos (B R\$)
- Custo do terreno (B R\$)
- Custo do túnel (B R\$)
- Custo da turbina-bomba (B R\$)
- Custo eletrotécnico (B R\$)



Fonte: Elaboração própria.

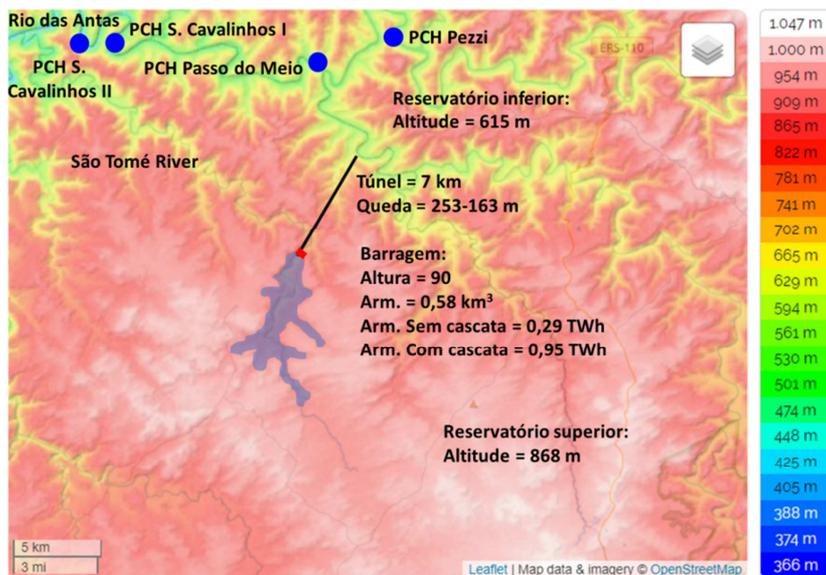
A seguir, realiza-se a análise das usinas selecionadas mais relevantes. A UHR São Tomé 2 está localizada na bacia do Rio das Antas, no estado do Rio Grande do Sul, e utiliza a Pequena Central Hidrelétrica (PCH) Passo do Meio como seu reservatório inferior. Este projeto tem os objetivos principais de regular a vazão do Rio das Antas, gerar energia elétrica durante a ponta para as cidades de Porto Alegre e Caxias do Sul, armazenar energia da geração eólica de Osório e da Região Sul como um todo e reduzir investimentos para transmissão de energia entre a Região Sul e a Região Sudeste, a Argentina e o Uruguai.

Sobre suas informações técnicas, verifica-se que a cota máxima do reservatório superior é 868 metros de altitude e a barragem superior tem a altura de 90 metros. A altitude do reservatório inferior é 615 metros, o que resulta em uma queda máxima de 253 metros e mínima de 163 metros. Além disso, a variação do nível do reservatório superior é 90 metros e o comprimento da barragem de 2,94 km. Os

reservatórios têm uma capacidade de armazenamento hídrico de 0,58 km³ e energético de 0,29 TWh, sem cascata, e 0,95 TWh, com cascata, uma capacidade instalada de 1 GW, um requisito de área de 15,7 km² e um índice de área inundada equivalente a 27,2 km²/km³. A usina possui cinco túneis com o comprimento de 7 km e diâmetro de 11,28 metros, cada, destacando que um túnel resultaria em uma potência de 200 MW.

Os custos totais de construção desta UHR são R\$ 8,1 bilhões, o custo de armazenamento energético é R\$ 1.503/MWh, sem cascata, e R\$ 463/MWh, com cascata, e os custos de GW adicional equivalem a R\$ 3,8 bilhões/GW. A capacidade para encher o reservatório em seis meses é de 52 MW.

Figura 22: Componentes da UHR São Tomé 2 com ciclo sazonal



Fonte: Elaboração própria.

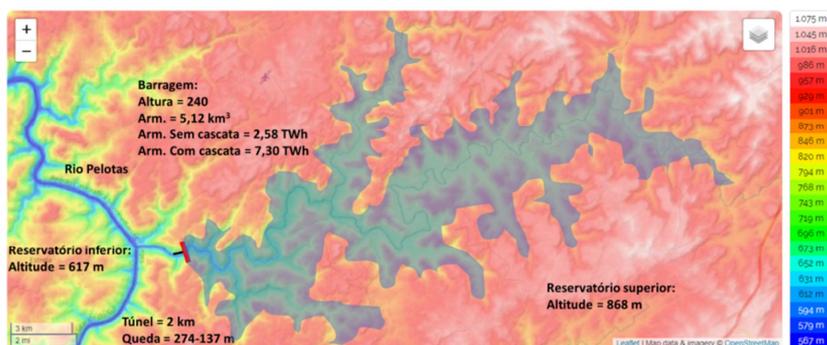
A UHR Vacas Gordas está localizada na bacia do Rio Uruguai, no estado de Santa Catarina, e incorpora a UHE Barra Grande como reservatório inferior. Este projeto possui os objetivos principais de regular a vazão do Rio Uruguai, gerar energia elétrica durante a ponta para as cidades de Porto Alegre e Florianópolis, armazenar energia da geração eólica de Osório e da Região Sul como um todo e reduzir in-

vestimentos para transmissão de energia entre a Região Sul e a Região Sudeste, a Argentina e o Uruguai.

Como características técnicas, a cota máxima do reservatório superior é 868 metros de altitude e a barragem superior tem a altura de 240 metros. A altitude do reservatório inferior é 594 metros, o que resulta em uma queda máxima de 274 metros e mínima de 137 metros, sendo que a variação do nível do reservatório superior é 137 metros e o comprimento da barragem de 1,84 km. Os reservatórios têm uma capacidade de armazenamento hídrico de 5,12 km³ e energético de 2,58 TWh, sem cascata, e 7,30 TWh, com cascata, uma capacidade instalada de 1 GW, um requisito de área de 96,9 km² e um índice de área inundada igual a 18,9 km²/km³. Além disso, a usina possui sete túneis, cujo comprimento de cada um é 2 km e o diâmetro 11,28 metros, sendo que um túnel resultaria em uma potência de 143 MW.

Os custos totais de construção do projeto são R\$ 14,7 bilhões, o custo de armazenamento energético é R\$ 309/MWh, sem cascata, e R\$ 109/MWh, com cascata, e os custos de GW adicional correspondem a R\$ 2,6 bilhões/GW. A capacidade para encher o reservatório em seis meses é de 392 MW.

Figura 23: Componentes da UHR Vacas Gordas com ciclo sazonal



Fonte: Elaboração própria.

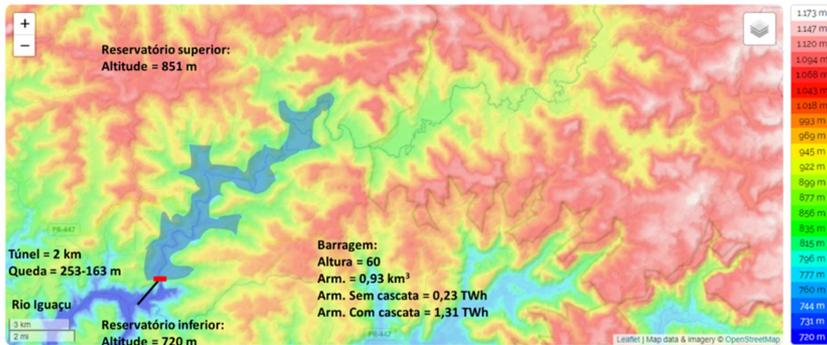
A UHR Palmital 2 está localizada na bacia do Rio Iguaçu, no estado do Paraná, possuindo a UHE Foz do Areia como reservatório inferior. Este projeto apresenta os objetivos centrais de regular a vazão do Rio Iguaçu, gerar energia elétrica durante a ponta para as cidades de Curitiba e Florianópolis, armazenar energia da geração eólica na

Região Sul e reduzir investimentos para transmissão de energia entre a Região Sul e a Região Sudeste, a Argentina e o Uruguai.

A cota máxima do reservatório superior da usina é 851 metros de altitude e a barragem superior tem a altura de 60 metros, enquanto que a altitude do reservatório inferior é 720 metros, o que resulta em uma queda máxima de 131 metros e mínima de 71 metros, a variação do nível do reservatório superior é 60 metros e o comprimento da barragem de 0,93 km. Os reservatórios têm uma capacidade de armazenamento hídrico de 0,93 km³ e energético de 0,23 TWh, sem cascata, e 1,31 TWh, com cascata, uma capacidade instalada de 1 GW, um requisito de área equivalente a 26,0 km² e um índice de área inundada a 28,1 km²/km³. A UHR possui 13 túneis, cada um com o comprimento de 2 km e o diâmetro de 11,28 metros, destacando-se que um túnel resultaria em uma potência de 77 MW.

Custos totais de construção do projeto são R\$ 5,8 bilhões, o custo de armazenamento energético equivale a R\$ 1.384 R\$/MWh, sem cascata, e R\$ 243/MWh, com cascata, e os custos de GW adicional são R\$ 3,4 bilhões/GW. A capacidade para encher o reservatório em seis meses é de 37 MW.

Figura 24: Componentes da UHR Palmital 2 com ciclo sazonal



Fonte: Elaboração própria.

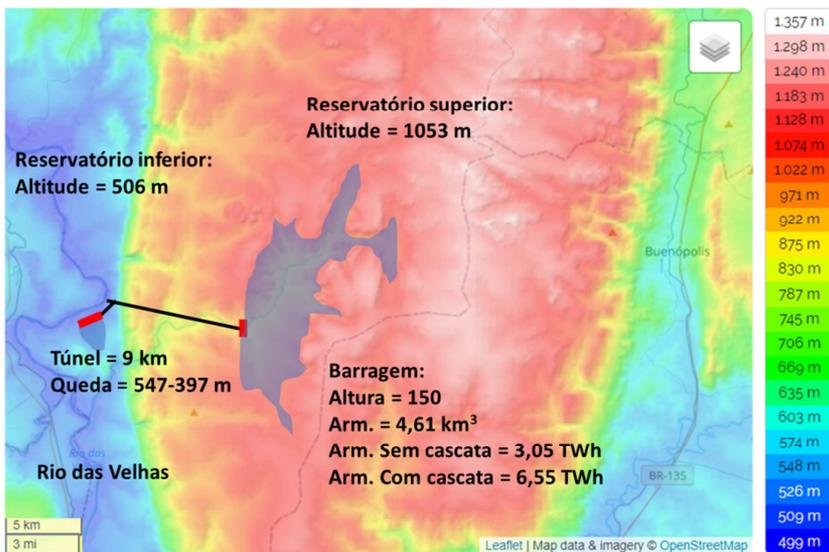
A UHR São Francisco está localizada na bacia do Rio São Francisco, no estado de Minas Gerais, e possui a UHE Rio das Velhas como reservatório inferior. Este projeto possui as finalidades principais de regular a vazão do Rio São Francisco, gerar energia elétrica durante a ponta para a cidade de Belo Horizonte, armazenar energia das gerações eólica e solar no norte de Minas e no sul da Bahia, bem como

reduzir investimentos para transmissão de energia entre as Regiões Sudeste e Nordeste.

Do ponto de vista técnico, a cota máxima do reservatório superior é 1.053 metros de altitude e a barragem superior possui a altura de 150 metros. A altitude do reservatório inferior é 506 metros, o que resulta em uma queda máxima de 547 metros e mínima de 397 metros, enquanto que a variação do nível do reservatório superior é 150 metros e o comprimento da barragem de 4,61 km. Os reservatórios apresentam uma capacidade de armazenamento hídrico de 2,63 km³ e energético de 3,05 TWh, sem cascata, e 6,55 TWh, com cascata, uma capacidade instalada de 1 GW, um requisito de área equivalente a 50,4 km² e um índice de área inundada igual a 19,1 km²/km³. A UHR possui dois túneis, cujo comprimento de cada um é 9 km e diâmetro 11,26 metros, sendo que um túnel resultaria em uma potência de 500 MW.

Os custos totais de construção do projeto são R\$ 11,3 bilhões, o custo de armazenamento energético é R\$ 201/MWh, sem cascata, e R\$ 93,7/MWh, com cascata, e os custos de GW adicional são R\$ 2,7 bilhões/GW. A capacidade para encher o reservatório em seis meses é de 585 MW.

Figura 25: Componentes da UHR São Francisco com ciclo sazonal



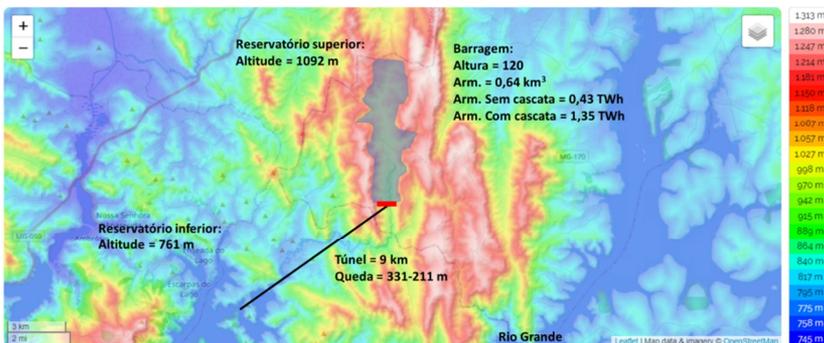
Fonte: Elaboração própria.

A UHR Vargem está localizada na bacia do Rio Grande, no estado de Minas Gerais, tendo a UHE Furnas como reservatório inferior. Este projeto têm os objetivos principais de regular a vazão do Rio Grande, gerar energia elétrica durante a ponta para a cidade de Belo Horizonte, armazenar energia das gerações eólica e solar no norte de Minas e sul da Bahia, assim como reduzir investimentos para transmissão de energia entre as Regiões Sudeste e Nordeste.

A cota máxima do reservatório superior desta usina é 1.092 metros de altitude e a barragem superior possui a altura de 120 metros. A altitude do reservatório inferior é 761 metros, o que resulta em uma queda máxima de 331 metros e mínima de 211 metros, a variação do nível do reservatório superior é 120 metros e o comprimento da barragem equivale a 2,62 km. Os reservatórios apresentam uma capacidade de armazenamento hídrico de 0,64 km³ e energético de 0,43 TWh, sem cascata, e 1,35 TWh, com cascata, de uma capacidade instalada de 1 GW, um requisito de área de 11,9 km² e um índice de área inundada de 18,3 km²/km³. O projeto possui quatro túneis, com um comprimento de 9 km e um diâmetro de 11,27 metros, cada, observando-se que um túnel resultaria em uma potência de 250 MW.

Os custos totais de construção deste projeto equivalem a R\$ 9,1 bilhões, o custo de armazenamento energético é R\$ 1.160/MWh, sem cascata, e R\$ 368/MWh, com cascata, e os custos de GW adicional são de R\$ 3,9 bilhões/GW. A capacidade para encher o reservatório em seis meses é de 76 MW.

Figura 26: Componentes da UHR Vargem com ciclo sazonal



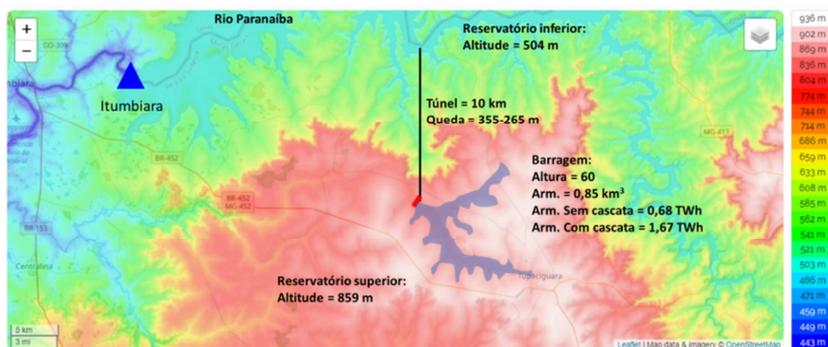
Fonte: Elaboração própria.

A UHR Tupaci está localizada na bacia do Rio Paranaíba, no estado de Minas Gerais, e conta com a UHE Itumbiara como reservatório inferior. Este projeto possui as finalidades centrais de regular a vazão do Rio Paranaíba, gerar energia elétrica durante a ponta para a cidade de Belo Horizonte, armazenar energia das gerações eólica e solar no norte de Minas e sul da Bahia, além de reduzir investimentos para transmissão de energia entre a Região Sudeste e as Regiões Nordeste e Norte.

Sobre as características técnicas, a cota máxima do reservatório superior possui 859 metros de altitude e a barragem superior tem a altura de 60 metros, sendo que a altitude do reservatório inferior é 504 metros, o que resulta em uma queda máxima de 355 metros e mínima de 295 metros. Além disso, a variação do nível do reservatório superior equivale a 60 metros e o comprimento da barragem é 6,27 km. Os reservatórios possuem uma capacidade de armazenamento hídrico de 0,85 km³ e energético de 0,68 TWh, sem cascata, e 1,67 TWh, com cascata, uma capacidade instalada de 1 GW, além de um requisito de área igual a 38,4 km² e um índice de área inundada de 45,31 km²/km³. O projeto possui dois túneis, com um comprimento de 20 km e um diâmetro de 11,28 metros, cada, destacando-se que um túnel resultaria em uma potência de 500 MW.

Os custos totais de construção da UHR são R\$ 8,7 bilhões, o custo de armazenamento energético é R\$ 701/MWh, sem cascata, e R\$ 283/MWh, com cascata, e os custos de GW adicional equivalem a R\$ 5,1 bilhões/GW. A capacidade em GW para encher o reservatório em seis meses é de 140 MW.

Figura 28: Componentes da UHR Tupaci com ciclo sazonal



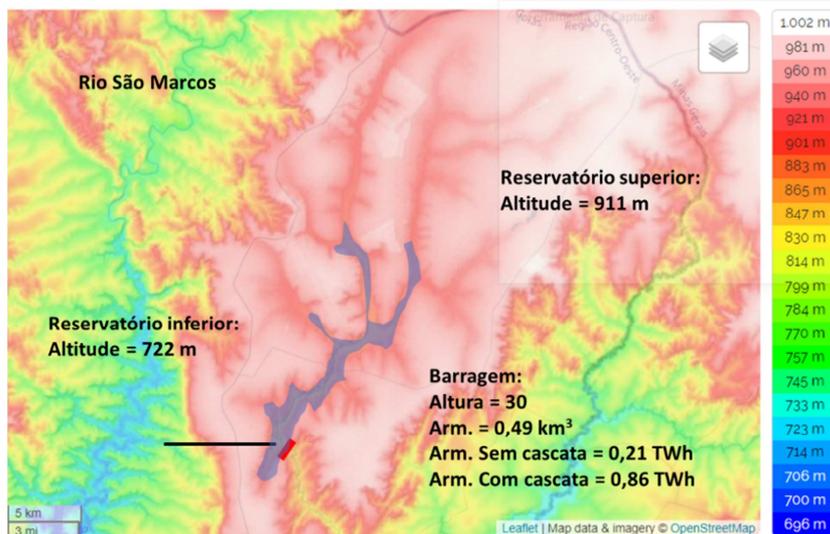
Fonte: Elaboração própria.

A UHR São Bento está localizada na bacia do Rio Paranaíba, no estado do Goiás, e possui a UHE Serra do Facão como reservatório inferior. Este projeto têm os objetivos principais de regular a vazão do Rio Paranaíba, gerar energia elétrica durante a ponta para a cidade de Brasília e reduzir investimentos para transmissão de energia entre a Região Sudeste e as Regiões Nordeste e Norte.

Do ponto de vista das características técnicas, a cota máxima do reservatório superior é 911 metros de altitude e a barragem superior possui a altura de 30 metros. Além disso, a altitude do reservatório inferior é 722 metros, o que resulta em uma queda máxima de 189 metros e mínima de 159 metros, a variação do nível do reservatório superior é 30 metros e o comprimento da barragem de 0,64 km. Os reservatórios têm uma capacidade de armazenamento hídrico de 0,49 km³ e energético de 0,21 TWh, sem cascata, e 0,86 TWh, com cascata, uma capacidade instalada de 1 GW, um requisito de área de 35,5 km² e um índice de área inundada de 71,5 km²/km³. A usina possui cinco túneis, com 10 km de comprimento e 11,28 metros de diâmetro, cada, sendo que um túnel resultaria em uma potência de 200 MW.

os custos totais de construção do empreendimento são R\$ 5,4 bilhões, o custo de armazenamento energético é R\$ 1.371/MWh, sem cascata, e R\$ 340/MWh, com cascata, e os custos de GW adicional iguais a R\$ 5,1 bilhões/GW. A capacidade em GW para encher o reservatório em seis meses é de 44 MW.

Figura 29: Componentes da UHR São Bento com ciclo sazonal



Fonte: Elaboração própria.

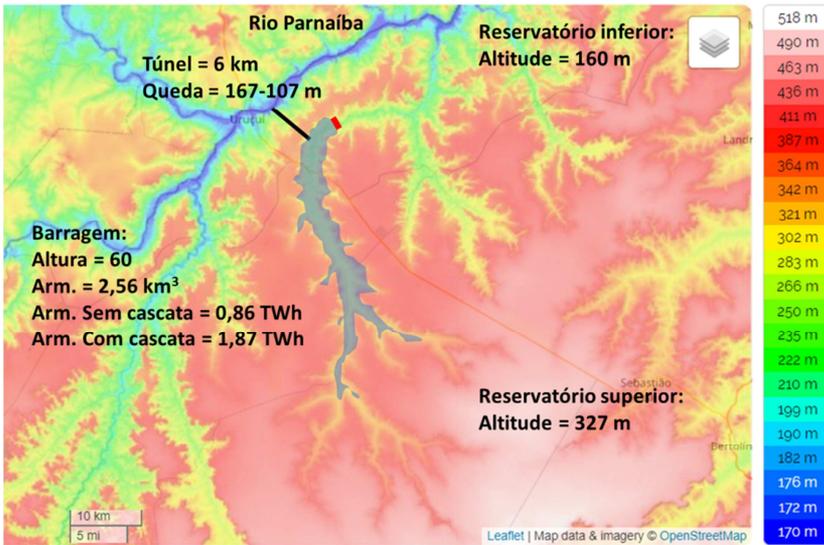
A UHR Uruçuí está localizada na bacia do Rio Parnaíba, no estado do Piauí, e possui a UHE Boa Esperança como reservatório inferior. Este projeto tem os objetivos centrais de regular a vazão do Rio Parnaíba, armazenar energia da geração eólica no Nordeste e reduzir investimentos para transmissão de energia entre a Região Nordeste e as Regiões Sudeste e Norte.

A cota máxima do reservatório superior da usina é 327 metros de altitude e a barragem superior possui a altura de 60 metros. A altitude do reservatório inferior é 160 metros, o que resulta em uma queda máxima de 167 metros e mínima de 107 metros, a variação do nível do reservatório superior é 60 metros e o comprimento da barragem equivale a 3,68 km. Os reservatórios têm uma capacidade de armazenamento hídrico de 2,56 km³ e energético de 0,86 TWh, sem cascata, e 1,87 TWh, com cascata, uma capacidade instalada de 1 GW, um requisito de área igual a 99,0 km² e um índice de área inundada de 38,6 km²/km³. O projeto conta com oito túneis, com um comprimento de 8 km e um diâmetro de 11,28 metros, sendo que um túnel resultaria em uma potência de 125 MW.

Os custos totais de construção desta UHR são R\$ 8,4 bilhões, o custo de armazenamento energético é R\$ 528/MWh, sem cascata, e R\$

243/MWh, com cascata, e os custos de GW adicional equivalem a R\$ 5,7 bilhões/GW. A capacidade em GW para encher o reservatório em seis meses é de 154 MW.

Figura 27: Componentes da UHR Uruçuí com ciclo sazonal



Fonte: Elaboração própria.

4.4. Projetos selecionados para detalhamento

As instalações de UHRs são amplamente utilizadas para armazenar energia durante a noite, quando a demanda de eletricidade é baixa, e para gerar energia durante o dia (Vennermann *et al.*, 2011; Rehman *et al.*, 2015). Este padrão de utilização das usinas reversíveis existe, sobretudo, devido a um prolongado período histórico baseado no uso de fontes inflexíveis, como o carvão e a energia nuclear, que tornavam necessário o armazenamento da energia gerada em horas de menor consumo (Dames, 1981). Porém, a seleção do tipo de UHR adequada a cada sistema depende diretamente da necessidade de armazenamento energético e hídrico e do seu potencial disponível no país. Observa-se que os tipos de UHRs variam em relação ao tamanho do armazenamento, dos tipos de usos e das formas de arranjos.

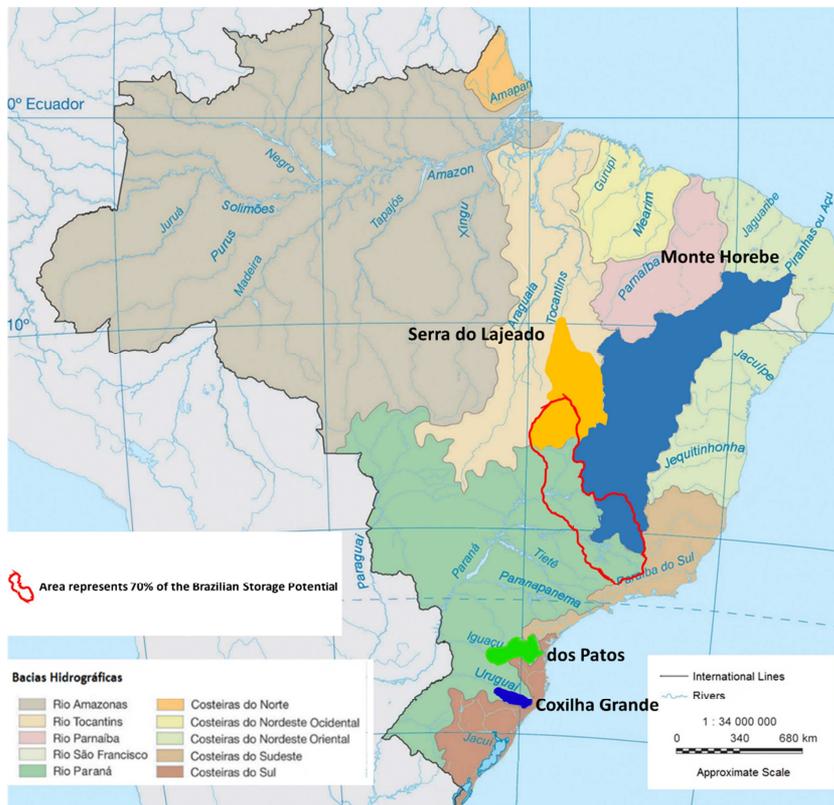
Outros aspectos que foram considerados na seleção dos projetos são as barreiras para a construção de UHRs, tais como (i) o custo de

construção da usina (barragem, túneis, turbina, gerador, escavação, área alagada, limpeza do terreno, desapropriações, acesso a usina, linha de transmissão, entre outros); (ii) o licenciamento ambiental e suas interferências (unidades de conservação, terras indígenas, comunidades quilombolas, gestão do uso e ocupação do solo, etc.); (iii) a formação geológica apropriada; (iv) os impactos ambientais; (v) os possíveis impactos na hidrologia da bacia; e (vi) os impactos sociais.

Com os possíveis tipos de UHRs, seus benefícios e barreiras descritos acima, as cinco UHRs apresentadas em detalhes nesta seção foram selecionadas por diversos motivos, detalhados em cada empreendimento, e, ao final deste capítulo, será discutida a possibilidade de seleção de outros tipos de projetos de UHRs.

Os quatro projetos pré-selecionados para programação no modelo Plexos são as UHRs Patos, Coxilha Grande, Monte Horebe e Serra do Lajeado I. Observa-se que as UHRs propostas têm quedas e túneis apropriados para a operação em ciclos diários e semanais, assim como grandes reservatórios para operação em ciclos mensais e sazonais, trazendo benefícios às usinas em cascata, aumentando a sua garantia física e elevando, substancialmente, o potencial de as UHEs em cascata possuírem água para a geração de ponta durante períodos de seca na bacia. Detalhes sobre a localização e a área de captação das UHRs pré-selecionadas são apresentados na Figura 28.

Figura 28: Detalhamento das áreas de captação dos projetos selecionados



Fonte: Elaboração própria.

Os critérios considerados para a seleção dos projetos de Serra do Lajeado, dos Patos, Coxilha Grande e Monte Horebe foram a capacidade de armazenamento sazonal, a redução do vertimento nas usinas em cascata, bem como a possibilidade de descentralizar o armazenamento energético do Brasil, de modo a aumentar a segurança energética do país. Particularmente para a UHR Serra do Lajeado, foi considerada a possibilidade de reduzir os custos de transmissão da Região Norte para a Região Sudeste, postergando a construção de um elo de corrente contínua ligando os estados do Maranhão a Goiás. Para as usinas localizadas na Região Sul, também foram consideradas a necessidade de transmissão de energia da Região Sudeste e a possibilidade de armazenar a geração eólica no futuro.

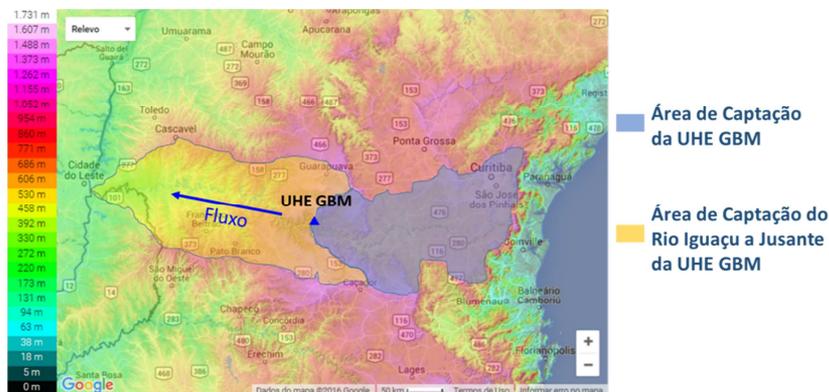
Até aqui, este capítulo apresentou modelagens preliminares de diversos tipos de UHRs, a fim de identificar os arranjos mais promissores. Assim, observa-se que os aproveitamentos com um armazenamento substancial e uma capacidade de regularização em cascatas que contêm pouca capacidade de armazenamentos em reservatórios tradicionais pareceram mais promissores, na medida em que, além de desempenharem a função de atendimento de ponta, proporcionam um ganho importante em termos de redução dos custos de operação do sistema. Dois aproveitamentos deste tipo foram modelados, a UHR Serra do Lajedo, com reservatório anual, no Rio Tocantins, a UHR dos Patos, com comportamento plurianual, no Rio Iguaçu.

Ademais, foram realizados estudos elétricos com vistas a identificar uma localização no Sistema Interligado Nacional na qual a introdução de uma UHR de grande porte permitisse a postergação de investimentos relevantes em transmissão. O local escolhido foi a subestação de Miracema, em Tocantins, onde uma UHR de 4 GW permitiria protelar o investimento previsto em um novo elo de corrente contínua entre o Maranhão e Goiás, paralelo à interligação Norte-Sul, que consta como recomendação indicativa para o final do horizonte do Plano Decenal de Expansão de Energia 2029, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética. Destaca-se que o montante do investimento líquido que seria protelado pela introdução de uma UHR com estas características é da ordem de R\$ 7 bilhões.

4.4.1. UHR dos Patos

O Rio Iguaçu tem como o seu maior reservatório a UHE Governador Bento Munhoz (GBM). Conforme demonstrado na Figura 29, a área de captação da barragem da UHE GBM e a área de captação das barragens a jusante têm tamanhos semelhantes, o que é uma vantagem, pois a UHE GBM e a UHR dos Patos possuem um alto potencial de regularizar a vazão do Rio Iguaçu como um todo.

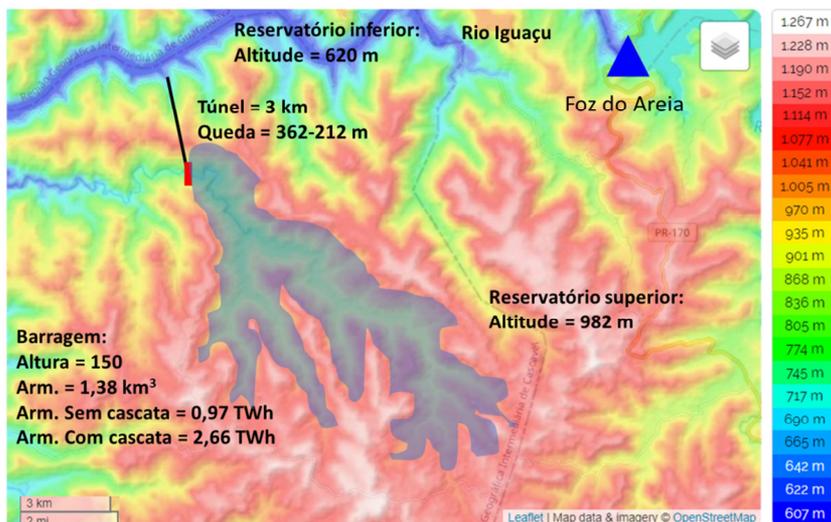
Figura 29: Detalhamento da área de captação da UHE Governador Bento Munhoz e rio Iguaçu



Fonte: Elaboração própria.

A UHR dos Patos está localizada na bacia do Rio Iguaçu, no estado do Paraná, e possui a UHE Segredo como reservatório inferior, como mostra a Figura 30. Este projeto têm os objetivos principais de regular a vazão do Rio Iguaçu, gerar energia elétrica durante a ponta para as cidades de Curitiba e Florianópolis, armazenar energia da geração eólica na Região Sul e reduzir investimentos para transmissão de energia entre s Região Sul e a Região Sudeste, a Argentina e o Uruguai.

Figura 30: Componentes da UHR dos Patos na bacia do rio Iguaçu

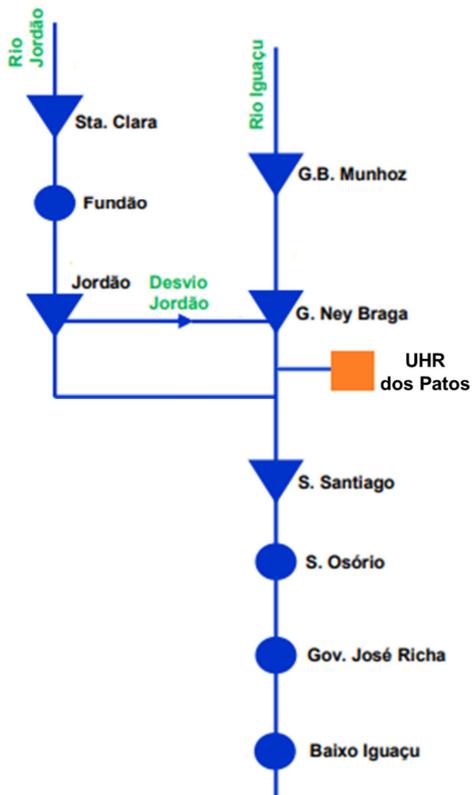


Fonte: Elaboração própria.

Sobre suas características técnicas, a cota máxima do reservatório superior é 982 metros de altitude e a barragem superior tem a altura de 150 metros. A altitude do reservatório inferior é 620 metros, o que resulta em uma queda máxima de 362 metros e mínima de 212 metros, a variação do nível do reservatório superior é 150 metros e o comprimento da barragem de 1,38 km. Os reservatórios possuem uma capacidade de armazenamento hídrico de 1,38 km³ e energético de 0,97 TWh, sem cascata, e 2,66 TWh, com cascata, uma capacidade instalada de 1 GW, um requisito de área de 20,4 km² e um índice de área inundada de 14,8 km²/km³. O projeto possui quatro túneis, com um comprimento de 3 km e um diâmetro de 11,27 metros, cada.

Os custos totais de construção da usina são R\$ 9,3 bilhões, o custo de armazenamento energético é R\$ 518/MWh, sem cascata, e R\$ 189/MWh, com cascata, e os custos de GW adicional equivalem a R\$ 2,4 bilhões/GW. A capacidade em GW para encher o reservatório em seis meses é de 164 MW. Além disso, se a UHR fosse construída com somente um túnel, resultaria em uma potência de 250 MW e reduziria o custo do projeto para R\$ 7,5 bilhões. A cascata da bacia do Iguaçu com a UHR dos Patos é representada na Figura 31.

Figura 31: Cascata de usinas hidrelétricas na bacia do rio Iguaçu com a UHR dos Patos

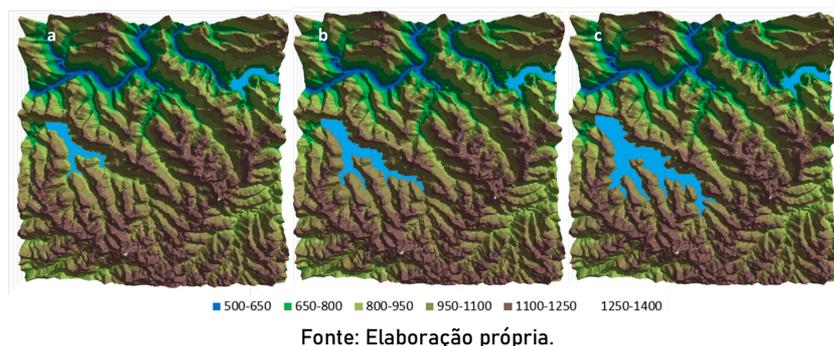


Fonte: Elaboração própria.

Embora uma UHR diária tenha uma eficiência média de 80%, a combinação de uma usina operando com ciclo sazonal com barragens hidrelétricas em cascata pode aumentar a eficiência total de armazenamento para cerca de 95%, sem incluir a redução de vertimento nas barragens em cascata. Nos casos em que uma UHR diminui o vertimento ou a evaporação nas barragens hidrelétricas em cascata, a usina pode resultar em um ganho geral de energia, em vez de em uma perda para o sistema. Um aspecto interessante que deve ser considerado é que o período de menor vazão no Rio Iguaçu coincide com o período úmido do Sudeste, momento no qual a UHR dos Patos deveria bombear água.

Com o objetivo de estimar o volume do reservatório da UHR dos Patos com precisão, dados topográficos da SRTM foram utilizados. Neste sentido, a área do reservatório foi selecionada e a variação de volume da topografia representa a variação de nível do reservatório da UHR dos Patos, como mostra a Figura 32.

Figura 32: Reservatório da UHR dos Patos com cotas de (a) 900 metros, (b) 950 metros e (c) 1.050 metros



4.4.2. UHR Coxilha Grande

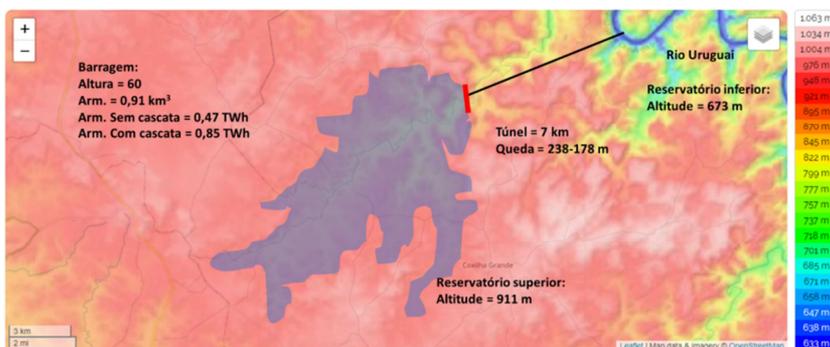
A UHR Coxilha Grande está localizada na bacia do Rio das Uruguai, no estado do Rio Grande do Sul e possui a UHE Barra Grande como reservatório inferior (Figura 31). Este projeto apresenta as finalidades principais de regular a vazão do Rio Uruguai, gerar energia elétrica durante a ponta para os estados do Rio Grande do Sul e de Santa Catarina, armazenar energia da geração eólica de Osório e da Região Sul como um todo e reduzir investimentos para transmissão de energia entre a Região Sul e a Região Sudeste, a Argentina e o Uruguai.

Quanto às características técnicas, a cota máxima do reservatório superior é 911 metros de altitude e a barragem superior tem a altura de 60 metros, enquanto que a altitude do reservatório inferior é 673 metros, o que resulta em uma queda máxima de 238 metros e mínima de 178 metros. a variação do nível do reservatório superior é 60 metros e o comprimento da barragem de 2,1 km. Os reservatórios possuem uma capacidade de armazenamento hídrico de 0,91 km³ e energético de 0,47 TWh, sem cascata, e 0,95 TWh, com cascata, uma capacidade instalada de 1 GW, um requisito de área 15,7 km² e um índice de área inundada 27,2 km²/km³. O projeto possui cinco túneis,

com um comprimento de 7 km e um diâmetro de 11,28 metros, cada, sendo que um túnel resultaria em uma potência de 200 MW.

Os custos totais de construção da usina são R\$ 5,5 bilhões, o custo de armazenamento energético é R\$ 646/MWh, sem cascata, e R\$ 187/MWh, com cascata, e os custos de GW adicional equivalem a R\$ 4,1 bilhões/GW. A capacidade em GW para encher o reservatório em seis meses é de 91 MW.

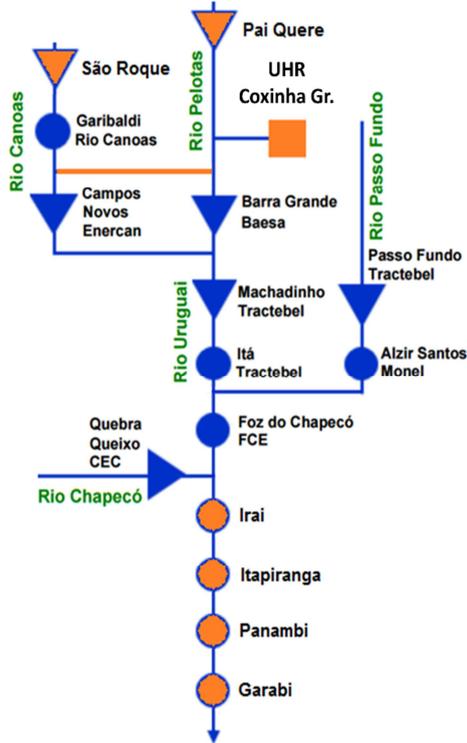
Figura 33: Componentes da UHR Coxilha Grande na bacia do rio Uruguai



Fonte: Elaboração própria.

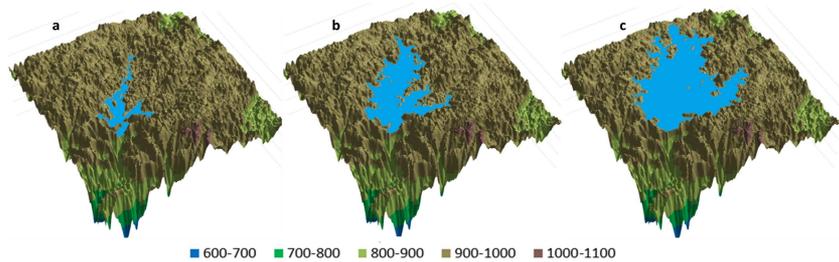
Com o intuito de aumentar a vazão disponível para armazenar água e energia na UHR Coxilha proposta, um túnel entre a UHR Campos Novos e a UHE Barra Grande pode ser construído, o qual seria um projeto de porte e teria um comprimento de 10 km. A cota entre os dois reservatórios varia de 43 metros (queda máxima) e 13 metros (queda mínima) e, por isso, uma turbina com alta variabilidade de cota ou duas turbinas em paralelo seriam necessárias para fazer o aproveitamento energético nesse canal. O túnel seria utilizado, principalmente, durante períodos de alta vazão no Rio Canoas, localizado na região, com a finalidade de reduzir os vertimentos da UHR Campos Novos e armazenar água e energia na UHR Coxilha Grande. Existe também a possibilidade de construção de uma turbina reversível entre os reservatórios de Campos Novos e Barra Grande, permitindo utilizar a casa de força da UHR Campos Novos para escoar parte da água da UHR Coxilha Grande. A Figura 34 representa a UHR Coxilha Grande na cascata do Rio Uruguai, enquanto que a Figura 35 apresenta o reservatório da UHE Coxilha Grande com diferentes cotas.

Figura 34: Cascata de usinas hidrelétricas na bacia do Uruguai com a UHR Coxilha Grande



Fonte: Elaboração própria.

Figura 35: Reservatório da UHR Coxilha Grande com cotas de (a) 890 metros, (b) 920 metros e (c) 940 metros

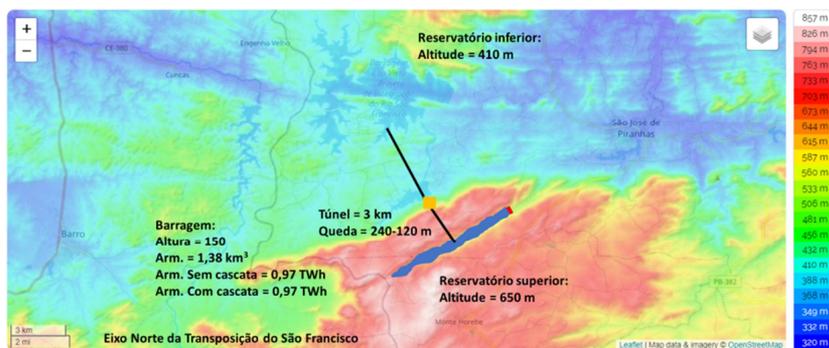


Fonte: Elaboração própria.

4.4.3. UHR Monte Horebe

A UHR Monte Horebe está localizada no estado da Paraíba, junto à transposição do São Francisco, e conta com a barragem Morros como reservatório inferior, como mostra a Figura 36. Este projeto tem os objetivos principais de regular a vazão do Rio Paraíba, armazenar energia da geração eólica na Região Nordeste e reduzir investimentos para transmissão de energia entre a Região Sudeste e as Regiões Nordeste e Norte.

Figura 36: Componentes da UHR Monte Horebe na transposição do Rio São Francisco

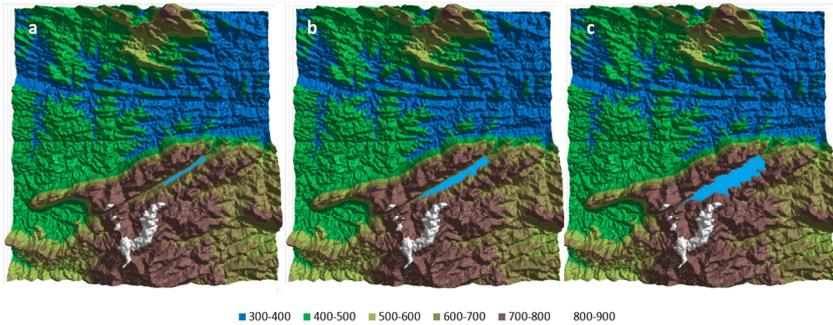


Do ponto de vista técnico, a cota máxima do reservatório superior é 650 metros de altitude e a barragem superior possui a altura de 150 metros. A altitude do reservatório inferior é 410 metros, o que resulta em uma queda máxima de 240 metros e mínima de 120 metros, enquanto que a variação do nível do reservatório superior é 150 metros e o comprimento da barragem possui 1,38 km. Os reservatórios têm uma capacidade de armazenamento hídrico de 1,38 km³ e energético de 0,97 TWh, sem cascata, e 0,97 TWh, com cascata, uma capacidade instalada de 1 GW, um requisito de área 20,4 km² e índice de área inundada 14,8 km²/km³. O empreendimento possui quatro túneis, com um comprimento de 3 km e diâmetro de 11,28 metros, cada, sendo que um túnel resultaria em uma potência de 250 MW.

Os custos totais de construção da usina são R\$ 9,3 bilhões, o custo de armazenamento energético é R\$ 518/MWh, sem cascata, e os custos de GW adicional representam R\$ 2,4 bilhões/GW. O custo de

armazenamento com a cascata não é relevante, uma vez que o potencial de geração hidrelétrica a montante é baixo. A seguir, a Figura 37 apresenta o reservatório da UHR Monte Horebe com diferentes cotas.

Figura 37: Reservatório da UHR Monte Horebe com cotas de (a) 600 metros, (b) 650 metros e (c) 700 metros

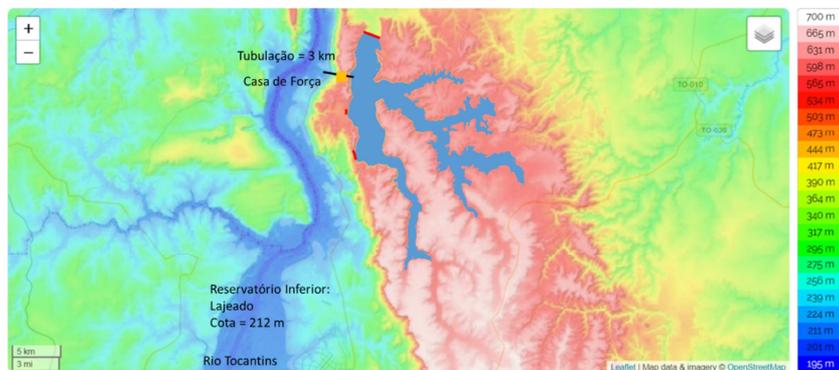


Fonte: Elaboração própria.

4.4.4. UHR Serra do Lajeado I

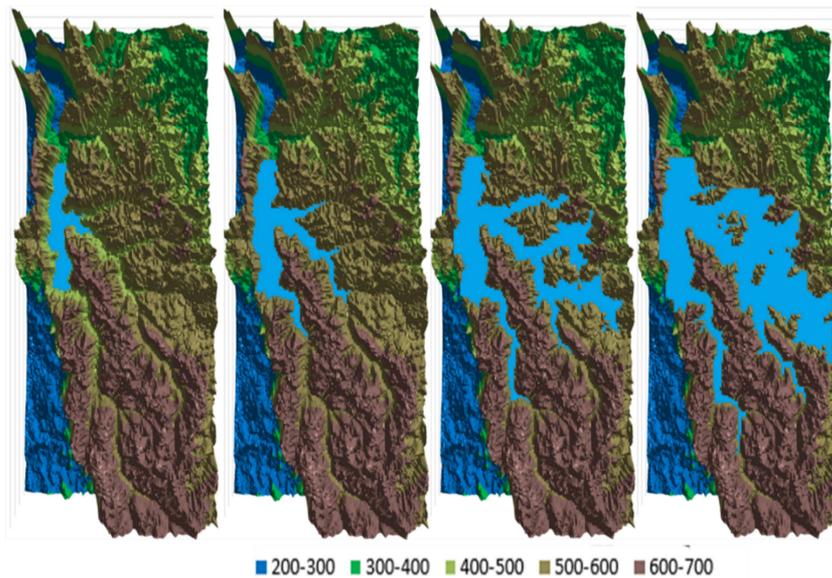
A UHR Serra do Lajeado foi dividida em dois projetos distintos devido à possibilidade de construção da barragem principal em dois locais diferentes. De uma forma geral, com a maior cota, a Serra do Lajeado I possui uma maior capacidade de armazenamento. A Serra do Lajeado II, por sua vez, precisa de uma barragem maior, mas de um túnel substancialmente menor. A Figura 38 apresenta o detalhamento da UHR Serra do Lajeado I, com uma barragem que varia de 140 metros a 220 metros e um túnel de 3 km de comprimento. A seguir, a Figura 39 exhibe o reservatório da UHR Serra do Lajeado I com diferentes cotas.

Figura 38: Detalhamento da UHR Serra do Lajeado I



Fonte: Elaboração própria.

Figura 39: Reservatório da UHR Serra do Lajeado I com cotas de
(a) 420 metros, (b) 500 metros, (c) 550 metros e
(d) 580 metros

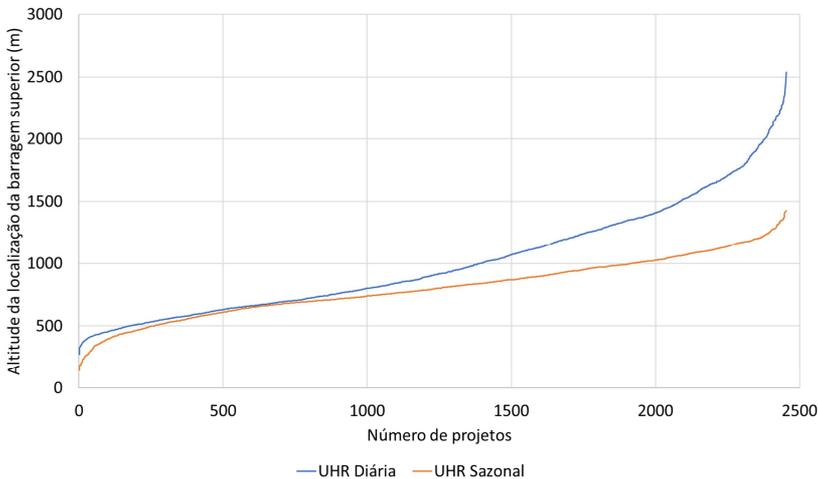


Fonte: Elaboração própria.

4.5. Comparação entre projetos diários e sazonais

O Gráfico 3, abaixo, apresenta a altitude da localização da barragem superior (m) dos projetos de UHRs diários e sazonais. Como pode se observar, as UHRs diárias têm sua barragem localizada a altitudes maiores do que as UHRs sazonais, pois possuem um reservatório superior menor, que cabe no topo da montanha. Por outro lado, as UHRs sazonais necessitam de grandes reservatórios, com uma topografia apropriada para o armazenamento hídrico e energético.

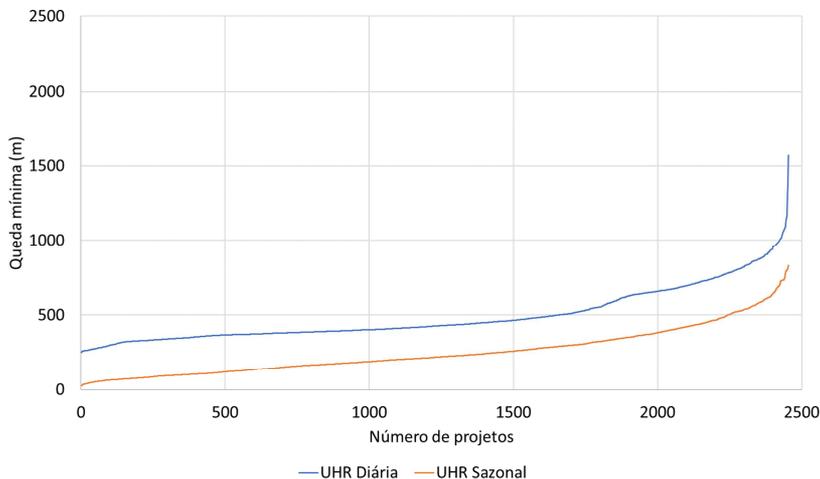
Gráfico 3: Altitude da localização da barragem superior (m) dos projetos de UHRs diários e semanais e de UHRs mensais e sazonais



Fonte: Elaboração própria.

O Gráfico 4 demonstra a queda mínima (m) dos projetos de UHRs diários e sazonais. Nota-se que a queda mínima de uma UHR diária é maior do que de uma UHR sazonal, pois há uma maior facilidade de construção do reservatório superior no topo de montanhas. Na comparação entre as UHRs diárias e as UHRs sazonais, a diferença entre a queda máxima é menor, pois estas usinas grandes barragens, que aumentam substancialmente a altura da sua queda máxima. As UHRs diárias, por sua vez, possuem a sua barragem limitada a uma altura de 60 metros.

Gráfico 4: Queda mínima (m) dos projetos de UHRs diários e semanais e de UHRs mensais e sazonais

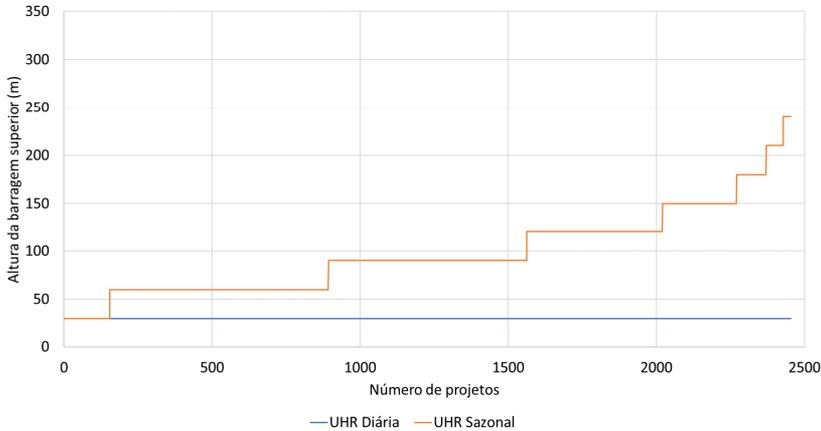


Fonte: Elaboração própria.

O Gráfico 5 exibe a altura da barragem superior (m) dos projetos de UHRs diários e sazonais. Como se pode verificar, a altura das barragens varia em pulos de 30 em 30 metros. Observa-se que as UHRs diárias são limitadas a projetos com barragens de 30 metros, pois a resolução do modelo computacional utilizada para desenvolver os empreendimentos é de 450×450 metros, o que equivale a uma área de 0.2 km^2 , equivale à área de uma UHR com ciclo diário. Ou seja, o aumento da barragem só reduziria o custo do armazenamento hídrico e energético (MWh) e não o custo da potência (GW).

O tamanho da barragem das UHRs sazonais varia de 30 a 240 metros e projetos deste tipo, com barragens de 30 metros, 60 metros e 90 metros, normalmente são localizados no topo de uma série de UHE em cascata, para que esta possa gerar energia com a água armazenada na UHR. Destaca-se que as UHRs sazonais com barragens altas aumentam significativamente a quantidade de armazenamento hídrico e energético, porém também elevam os custos do projeto.

Gráfico 5: Altura da barragem superior (m) dos projetos de UHRs diários e semanais e de UHRs mensais e sazonais

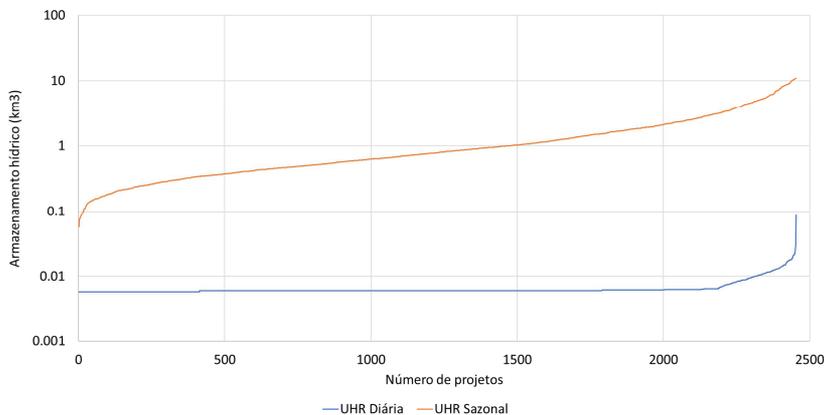


Fonte: Elaboração própria.

O Gráfico 6 apresenta o armazenamento hídrico (km^3) dos projetos de UHRs diários sazonais. Nota-se que os projetos de UHRs diários e semanais possuem uma capacidade de armazenamento hídrico muito baixa, equivalente a 6 hm^3 , uma vez que reutilizarem a mesma água para geração de ponta durante algumas horas. Ademais, observa-se que os projetos de UHRs diários e sazonais com o maior armazenamento hídrico apresentam um armazenamento parecido com o das menores UHRs sazonais.

Destaca-se que o armazenamento hídrico é muito importante para projetos de UHRs sazonais, pois tem o objetivo de armazenar uma grande quantidade de energia (MWh). Neste sentido, o maior reservatório de UHR sazonal modelado computacionalmente e selecionado tem a capacidade de armazenar 10 km^3 de água, porém este número pode ser ainda maior.

Gráfico 6: Armazenamento hídrico (km³) dos projetos de UHRs diários e semanais e de UHRs mensais e sazonais



Fonte: Elaboração própria.

O Gráfico 7 exhibe o comprimento do túnel (m) dos projetos de UHRs diários e sazonais. É possível observar que, para túneis com um comprimento menor do que 10 km, sua variação é realizada em pulos de 1 em 1 km, e, para túneis maiores do que 10 km, a variação é de 2 em 2 km.

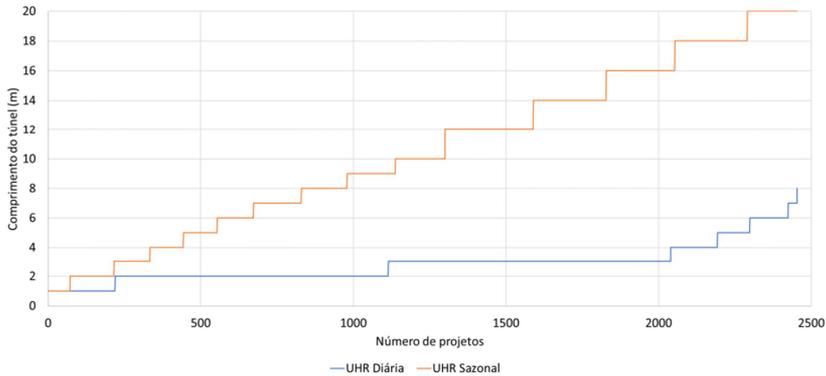
Nota-se que as UHRs sazonais possuem túneis mais compridos do que as UHRs diárias, tendo em vista que as chances de existir um local para a construção de um reservatório, neste caso, é muito maior do que a possibilidade de encontrar bons locais para reservatórios daquele tipo de usina. Por isso, o número de UHRs diárias com túneis menores é maior.

Ademais, os projetos de UHRs sazonais com túneis de 1 a 2 km provavelmente são projetos de UHRs *pump-back*, nos quais o reservatório superior tem uma grande barragem para aumentar o potencial de armazenamento energético. Estes projetos de *pump-back* não só armazenam eletricidade, mas também geram hidroeletricidade.

Como o comprimento dos túneis de UHRs sazonais não apresenta um aumento vertiginoso no número de projetos com barragens de 20 km, existe a possibilidade de aumentar o seu limite para 30 km ou até 50 km. Porém, uma vez que os projetos de UHRs sazonais são utilizados tanto para o armazenamento energético, quanto para o suprimento de potência, foi determinado um limite de 20 km de comprimento para os túneis, pois os projetos com túneis mais longos

teriam o custo de potência muito altos e seriam limitados a ciclos de armazenamento sazonal.

Gráfico 7: Comprimento do túnel (m) dos projetos de UHRs diários e semanais e de UHRs mensais e sazonais



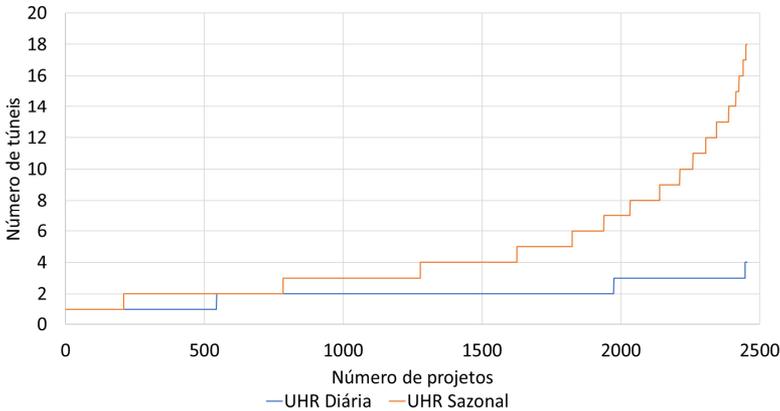
Fonte: Elaboração própria.

O Gráfico 8 demonstra o número de túneis dos projetos de UHRs diários e sazonais. Observa-se que o número de túneis para projetos de UHRs sazonais é substancialmente maior do que para projetos de UHRs diárias. Neste sentido, nota-se que quanto menor a queda da UHR, maior é a quantidade de água necessária para gerar 1 GW de eletricidade. Assim, como o diâmetro dos túneis varia somente entre 8.29 e 11.28 metros, o número de túneis deve aumentar para garantir a potência de 1 GW. Porém, para projetos de UHRs sazonais, cujo número de túneis é muito alto, a capacidade instalada projetada deveria ser menor do que 1 GW.

Por exemplo, um projeto de UHR sazonal com 18 túneis e uma capacidade instalada de 1 GW necessitaria de um túnel, se a sua capacidade instalada fosse de 55 MW, ou dois túneis, para uma capacidade instalada de 111 MW. Os projetos de UHRs sazonais que necessitam de um alto número de túneis devem ter a sua capacidade instalada reduzida e dar preferência para a operação de ciclo sazonal, reduzindo a utilização para suprimento de ponta. Deste modo, um projeto deste tipo, com capacidade instalada de 55 MW, pode auxiliar na regulação da vazão de um rio em sua cabeceira e resultar em um armazenamento energético final de 500 MW, considerando as UHEs em cascata. Destaca-se que o ideal é ter projetos de UHRs sazonais com 1 GW e baixo número de túneis, os quais são bons tanto para

armazenamento energético, quanto para potência, todavia são escassos.

Gráfico 8: Número de túneis dos projetos de UHRs diários e semanais e de UHRs mensais e sazonais

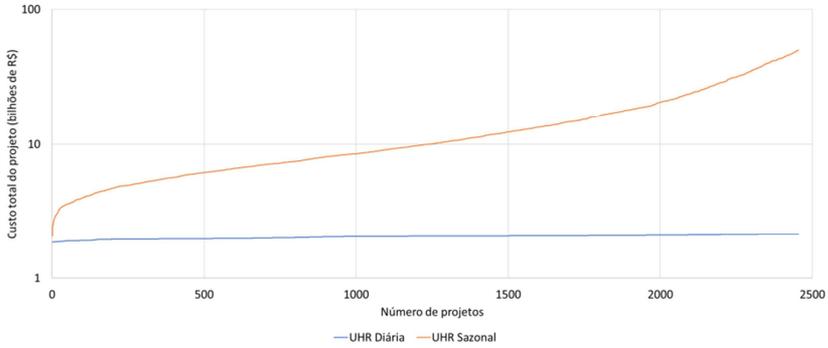


Fonte: Elaboração própria.

O Gráfico 9 apresenta o custo total (em bilhões de R\$) dos projetos de UHRs diários e sazonais. Nota-se que o custo dos projetos de UHRs diários e semanais variam entre R\$ 1,95 bilhão e R\$ 2,13 bilhões, quanto que os custos de UHRs sazonais variam de R\$ 2,05 bilhões a R\$ 55,41 bilhões (média de R\$ 14,32 bilhões). Essa diferença ocorre, principalmente, porque os projetos de UHRs sazonais necessitam de túneis mais longos, um maior número de túneis, por terem quedas menores, e barragens muito mais altas e compridas.

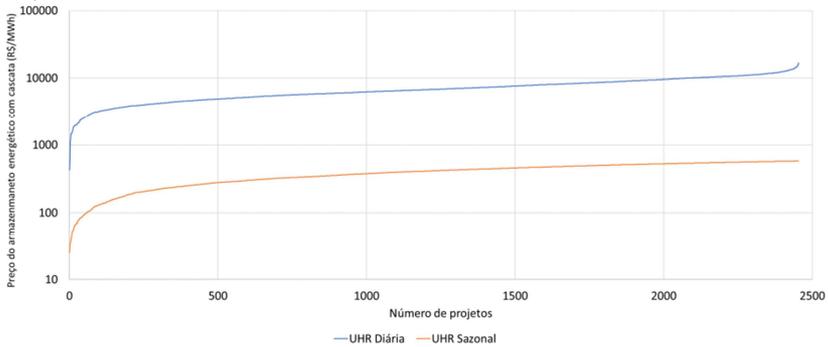
Em seguida, o Gráfico 10 exhibe o preço do armazenamento energético com cascata (em R\$/MWh) dos projetos de UHRs diários e sazonais, ao passo que o Gráfico 11 apresenta o custo de GW adicional (em bilhões de R\$/GW) dos projetos de UHRs diários e sazonais.

Gráfico 9: Custo total dos projetos de UHRs diários e semanais e de UHRs mensais e sazonais (em bilhões de R\$)



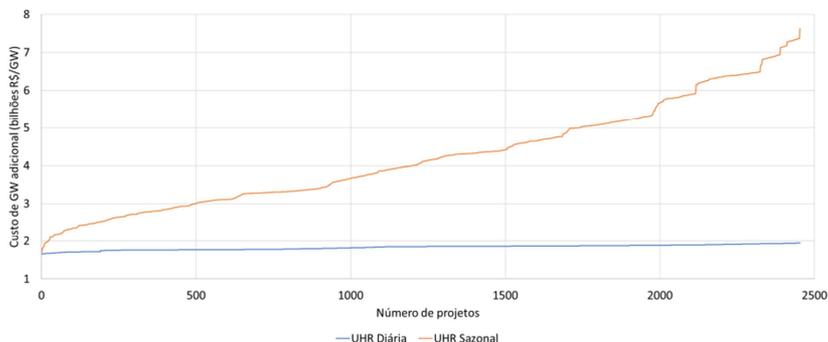
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 10: Preço do armazenamento energético com cascata dos projetos de UHRs diários e semanais e de UHRs mensais e sazonais



Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 11: Custo de GW adicional dos projetos de UHRs diários e semanais e de UHRs mensais e sazonais (em bilhões de R\$/GW)



Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que, como não é fácil encontrar um projeto de UHR sazonal com baixo custo de potência e de armazenamento, existe a possibilidade de se construir duas UHRs, uma sazonal (R\$ 100/MWh), com baixa queda e baixa potência (R\$ 4 bilhões/GW), e uma semanal (R\$ 1.000/MWh), com alta queda e alta potência (R\$ 2 bilhões/GW). A UHR sazonal com 100 MW de potência e 1 TWh de armazenamento precisaria de um reservatório inferior muito grande, de modo que a usina possa bombear durante três a quatro meses, parando, apenas, durante a ponta. Por outro lado, a UHR semanal teria uma potência de 2 GW e 50 GWh de armazenamento. Desta forma, o custo final das duas UHRs combinadas para potência equivaleria a $(2 \times 2 + 0,1 \times 4) / 2,1 = \text{R\$ } 2,1/\text{GW}$ e para armazenamento a $(100 \times 1.000 + 1.000 \times 50) / 1.050 = \text{R\$ } 142/\text{MWh}$, o que seria muito mais barato do que a construção de uma UHR que preste serviços de potência e armazenamento neste montante.

4.6. Mapeamento de outros arranjos de usinas hidrelétricas reversíveis

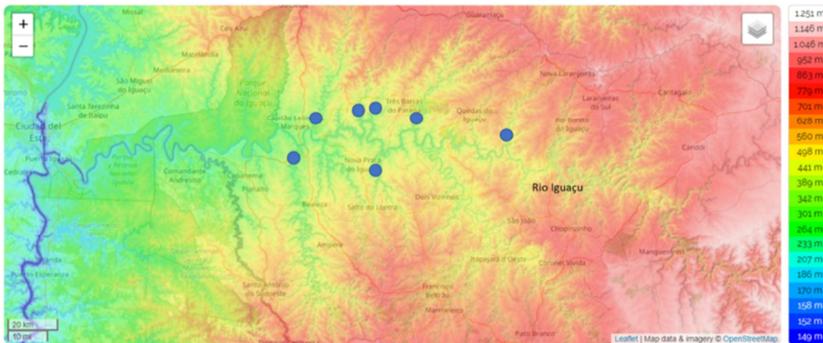
4.6.1. Usina hidrelétrica reversível Pump-Back

As UHRs *Pump-Back* funcionam de forma parecida com as usinas hidrelétricas convencionais, uma vez que, além de gerarem energia elétrica durante períodos em que o rio tem altas vazões, as turbinas

também podem ser utilizadas para armazenar energia quando a vazão afluente do rio está baixa. Destaca-se que este é o arranjo mais interessante para o Brasil.

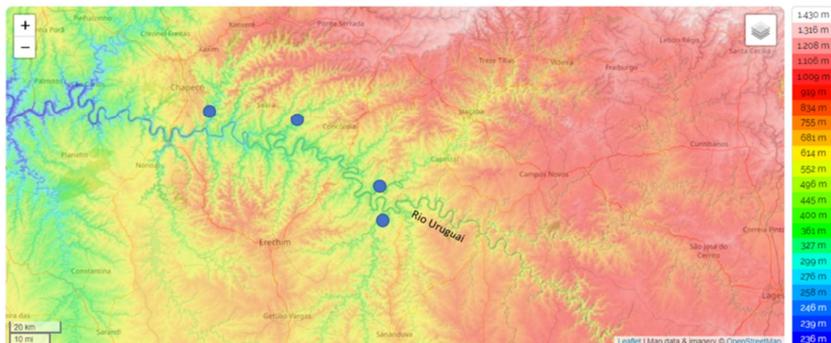
Contudo, as UHEs com grandes reservatórios dificultam a construção deste tipo de usina, pois, nesta, os reservatórios inferior e superior devem estar conectado todo o tempo, particularmente quando os seus níveis estejam baixos, justamente quando a potência proporcionada com o armazenamento de energia é importante. Observa-se, também, que este tipo de usina possui o potencial para ser construída em rios afluentes que desaguam em reservatórios de usinas a fio d'água. Assim, abaixo, a Figura 40, a Figura 41, Figura 42 e a Figura 43 apresentam possíveis locais, em diferentes rios, onde UHRs *Pump-Back* podem ser construídas.

Figura 40: Possíveis locais onde UHRs *Pump-Back* podem ser construídas no Rio Iguaçu



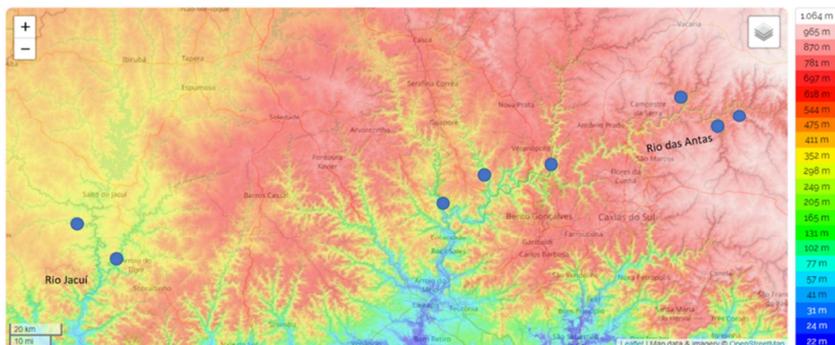
Fonte: Elaboração própria.

Figura 41: Possíveis locais onde UHRs *Pump-Back* podem ser construídas no Rio Uruguai



Fonte: Elaboração própria.

Figura 42: Possíveis locais onde UHRs *Pump-Back* podem ser construídas no Rio Jacuí e no Rio das Antas



Fonte: Elaboração própria.

Figura 43: Possíveis locais onde UHRs *Pump-Back* podem ser construídas no Rio Paranapanema



Fonte: Elaboração própria.

Destaca-se que a potência deste tipo de usina é um pouco maior em comparação à potência de uma UHE construída no mesmo local, o que é justificado pela possibilidade de a UHR ser utilizada tanto para geração quanto para armazenamento de energia. Ademais, as propostas nesta subseção só consideraram usinas cujo reservatório inferior é um reservatório a fio d'água existente em um rio com alta vazão. Todavia, existem também as possibilidades de construção de outras UHRs *Pump-Back* saindo das usinas propostas acima e de novas cascatas onde ainda não existem usinas, caso em que as UHRs *Pump-Back* podem ser empregadas com grandes reservatórios e auxiliar na regulação do rio a jusante.

4.6.2. Usinas hidrelétrica reversíveis *Pump-Back* com transposição

Outra forma opção de grande interesse para integrar armazenamento energético diário e sazonal para o sistema Interligado Nacional e, ainda, trazer grandes benefícios para uma melhor gestão hídrica do Brasil, seria a construção de uma UHR *Pump-Back* no Rio Tocantins, com o objetivo de transportar água da bacia do Rio Amazonas para as bacias dos Rios Tocantins e São Francisco, como mostra a Figura 44. Um aspecto interessante deste sistema de transposição é que a água transportada para a bacia do Rio São Francisco e utilizada para irrigação irá retornar para as bacias dos Rios Tocantins e Amazonas, aumentando, assim, a disponibilidade hídrica dessas bacias e do Brasil de uma forma geral Hunt e Leal Filho (2018).

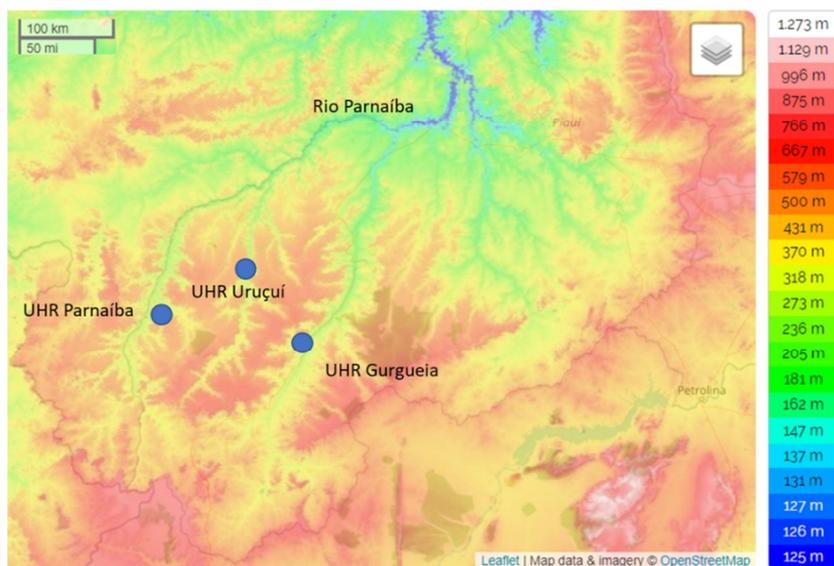
4.7. UHRs com mais de dois reservatórios

4.7.1. Reservatório superior pequeno, intermediário grande e inferior pequeno

Na Serra do Uruçuí e na Serra das Confusões, no Piauí, há um grande potencial para a construção de UHRs com três reservatórios, dos quais o superior é pequeno, o intermediário é grande e inferior é pequeno. Nessa região do Piauí, o interesse de UHRs seria para armazenar a geração eólica da Região Nordeste e realizar o armazenamento hídrico dos Rios Parnaíba, Uruçuí Preto e Gurgueia. Nota-se que esses rios têm um padrão de vazão muito sazonal e o potencial de armazenamento com barragens convencionais é limitado, o que impossibilita uma gestão eficiente dos recursos hídricos da região.

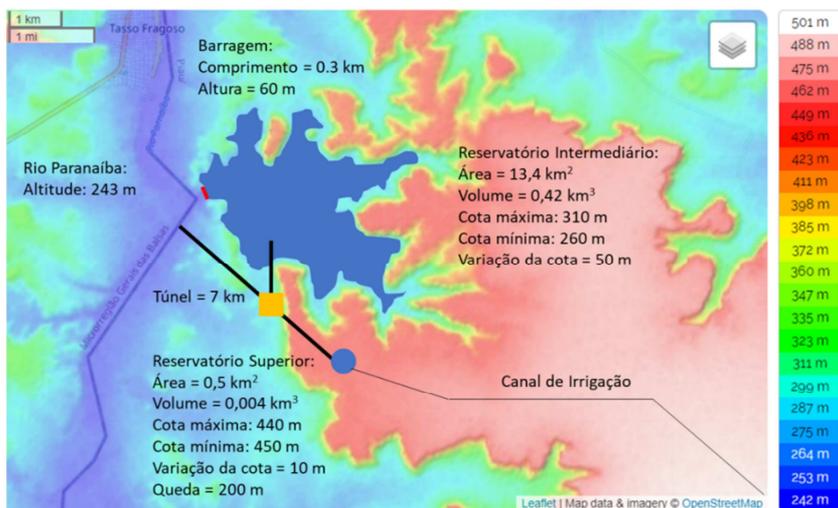
A seguir, as Figuras 45, 46, 47 e 48 exibem a localização das usinas propostas na bacia do Rio Parnaíba e o detalhamento técnico das UHRs Parnaíba, Uruçuí e Gurgueia, respectivamente.

Figura 45: Possíveis locais onde UHRs com mais de dois reservatórios podem ser construídas na bacia do Rio Parnaíba



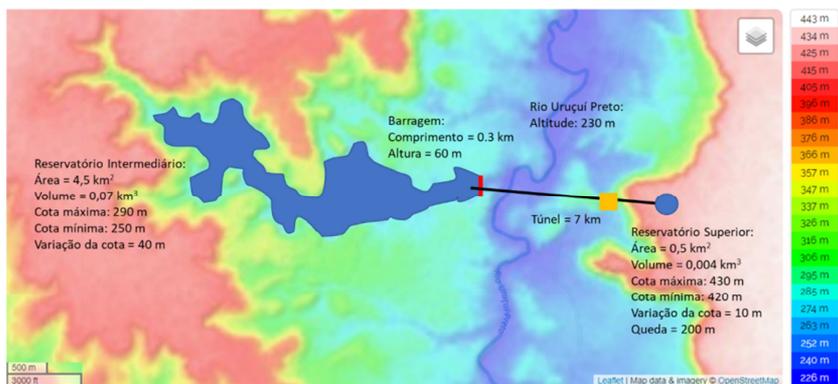
Fonte: Elaboração própria.

Figura 46: Detalhamento da UHR Parnaíba



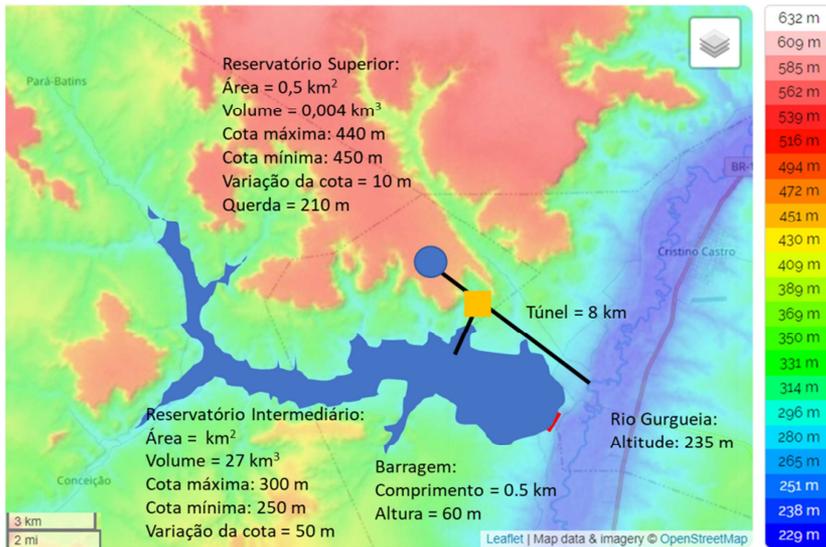
Fonte: Elaboração própria.

Figura 47: Detalhamento da UHR Uruçuí



Fonte: Elaboração própria.

Figura 48: Detalhamento da UHR Gurgueia



Fonte: Elaboração própria.

Conclusões

O potencial de UHRs no Brasil é vasto, com cada região tendo as suas características peculiares. Por exemplo, as UHRs com ciclos diários ou semanais podem ser construídas próximas a grandes centros de demanda, como São Paulo e Rio de Janeiro, e alternativamente, a locais com vasto potencial de geração eólica. As UHRs com ciclos sazonais, por outro lado, podem ser construídas nas cabeceiras de grandes rios, com a finalidade de regularizar a sua vazão e garantir que as usinas em cascata terão água para gerar energia elétrica durante períodos de ponta.

Já as UHRs *Pump-Back* podem aumentar a capacidade de geração hidrelétrica e, ainda assim, armazenar energia e regularizar a vazão dos rios e uma UHR com transposição seria uma boa solução para consumir o excedente de geração e aumentar substancialmente a capacidade de armazenamento do país. Além disso, as UHRs com mais de dois reservatórios podem ser utilizadas em locais onde UHEs com reservatório não são viáveis para armazenar água para a bacia e, ao mesmo tempo, prover serviços de armazenamento energético. Ou seja, os diferentes arranjos de UHRs têm os seus benefícios e devem

ser explorados de acordo com a necessidade de potência, armazenamento do excedente de geração, armazenamento sazonal, armazenamento hídrico, geração hidrelétrica e transposição de água entre bacias.

Referências Bibliográficas

- Andrade Furtado, G. C.; Amarante Mesquita, A. L.; Morabito, A.; Hendrick, P.; Hunt, J. Using Hydropower Waterway Locks for Energy Storage and Renewable Energies Integration. *Applied Energy*, 275 (2020), 115361. Disponível em: <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115361>.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Matriz Elétrica Brasileira. 2020. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYtctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>.
- Federal Interagency Stream Restoration Working Group. *Stream Corridor Restoration: Principles, Processes, and Practices*. 1998.
- Gernaat, D. E. H. J.; Bogaart, P. W.; van Vuuren, D. P.; Biemans, H.; Niessink, R. High-Resolution Assessment of Global Technical and Economic Hydropower Potential. *Nature Energy*, 2.10 (2017), 821–28. Disponível em: <https://doi.org/10.1038/s41560-017-0006-y>.
- Hoes, O. A. C.; Meijer, L. J. J.; Van Der Ent, R. J.; van De Giesen; N. C. Systematic High-Resolution Assessment of Global Hydropower Potential', *PLoS ONE*, 12.2 (2017). Disponível em: <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0171844>.
- Hunt, J.; Byers, E.; Riahi, K.; Langan, S. Comparison between Seasonal Pumped-Storage and Conventional Reservoir Dams from the Water, Energy and Land Nexus Perspective. *Energy Conversion and Management*, 166 (2018), 385–401.
- Hunt, J.; Byers, E.; Wada, Y.; Parkinson, S.; Gernaat, D.; Langan, S. *et al.* Global Resource Potential of Seasonal Pumped-Storage for Energy and Water Storage. *Nature Communications*, 11.947 (2020), Article number: 947.
- Hunt, J.; Freitas, M. A. V. D.; Pereira Junior, A. O. A Review of Seasonal Pumped-Storage Combined with Dams in Cascade in

- Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 70 (2017). Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.255>.
- Hunt, J.; Leal Filho, W. Land, Water, and Wind Watershed Cycle: A Strategic Use of Water, Land and Wind for Climate Change Adaptation. *Climatic Change*, 147.3–4 (2018), 427–39. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s10584-018-2164-8>.
- Hunt, J.; Freitas, M.; Pereira, A. O. Usinas Hidrelétricas Reversíveis Sazonais No Rio São Francisco: Aumentando o Armazenamento Energético e Diminuindo a Evaporação. *Sustentabilidade em Debate*, 7.3 (2016), 18.
- Jarvis, A.; Reuter, H. I.; Nelson, A.; Guevara, E. Hole-Filled Seamless SRTM Data V4. International Centre for Tropical Agriculture (CIAT), 2008.
- Norwegian Water Resources and Energy Directorate. Cost Base for Hydropower Plants (with a Generating Capacity of More than 10,000 kW). Editor: Jan Slapgård. Authors: SWECO Norge AS.
- Petheram, C.; Gallant, J.; Read, A. An Automated and Rapid Method for Identifying Dam Wall Locations and Estimating Reservoir Yield Over Large Areas. *Environmental Modelling and Software*, 92 (2017), 189–201. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.envsoft.2017.02.016>.
- Rogean, A.; Girard, R.; Kariniotakis, G. A Generic GIS-Based Method for Small Pumped Hydro Energy Storage (PHES) Potential Evaluation at Large Scale. *Applied Energy*, 197 (2017), 241–53. Disponível em: <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.03.103>.
- Rognlien, L. Pumped Storage Development in Øvre. Otra, Norway. MSc Thesis, Norwegian University of Science and Technology (Otra, 2012).
- Rognlien, L. Pumped Storage Development in Øvre (Otra, Norwegian University of Science and Technology. Norway, 2012).
- Schneider, A.; Jost, A.; Coulon, C.; Silvestre, M.; Théry, A.; Ducharne, A. Global Scale River Network Extraction Based on High-Resolution Topography and Constrained by Lithology, Climate, Slope, and Observed Drainage Density. *Geophysical Research Letters*, 44 (2017), 2773–2781. Disponível em: <https://doi.org/10.1002/2016GL071844>.
- Schneider, A.; Jost, A.; Silvestre, M.; Théry, S.; Ducharne, A. Global Scale River Network Extraction Based on High-Resolution Topography and Constrained by Lithology, Climate, Slope, and

- Observed Drainage Density: Global Scale River Network Extraction. *Geophysical Research Letters*, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1002/2016GL071844>.
- Slaggard, J. Cost Base for Hydropower Plants. Norwegian University of Science and Technology. Oslo, 2012.
- Van Vliet, M. T. H.; Van Beek, L. P. H.; Eisner, S.; Flörke, M.; Wada, Y.; Bierkens, M. F. P. Multi-Model Assessment of Global Hydropower and Cooling Water Discharge Potential under Climate Change. *Global Environmental Change*, 40 (2016), 156–70. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2016.07.007>.
- Wada, Y.; Graaf, I.; Van Beek, L. P. H. High-Resolution Modeling of Human and Climate Impacts on Global Water Resources. *Journal of Advanced in Modeling Earth Systems*, 8.2 (2016), 735–63.
- Zhou, Y.; Hejazi, M.; Smith, S.; Edmonds, J.; Li, H. Clarke, L. *et al.* A Comprehensive View of Global Potential for Hydro-Generated Electricity. *Energy & Environmental Science*, 8.9 (2015), 2622–33.

Capítulo 5

Pré-Dimensionamento de Usinas Hidrelétricas Reversíveis Seleccionadas

*Paulo Sergio Barbosa
Sergio Valdir Bajay
Mirian Adelaide
Jorge Yasuoka
Vinicius Pinheiro.*

Este capítulo, dividido em cinco seções, é dedicado a resumir os conceitos e os procedimentos de pré-dimensionamento de usinas hidrelétricas reversíveis (UHRs) adotados no projeto de pesquisa e desenvolvimento sintetizado neste livro, assim como a apresentar os principais resultados obtidos aplicando-os aos vários estudos de caso realizados.

Os estudos hidroenergéticos constituem a primeira etapa dos cálculos de pré-dimensionamento de uma UHR e, por conseguinte, sua síntese compõe a Seção 5.1. A Seção 5.2 aborda os conceitos de projeto e de operação das turbinas reversíveis e dos motores-geradores, de rotação fixa e de rotação variável, utilizados nos conjuntos binários de UHRs. A Seção 5.3 descreve, de uma forma sucinta, os procedimentos de pré-dimensionamento de turbinas reversíveis de rotação fixa e de circuitos hidráulicos que foram empregados nos estudos de caso, todos eles envolvendo conjuntos binários. Na Seção 5.4, são apresentados possíveis arranjos da obra civil de uma UHR e sínteses de roteiros de cálculo de seus componentes. Uma breve exposição dos principais resultados dos estudos de caso desenvolvidos no projeto é realizada na Seção 5.5. Ao longo deste capítulo, sempre que necessário são realizadas referências a dois relatórios técnicos do projeto, nos quais podem ser encontradas exposições detalhadas dos temas aqui tratados¹.

¹ Os relatórios técnicos estão disponíveis em <https://www.projetouhr.com.br/rt.php>.

5.1. Estudos hidroenergéticos

Os potenciais de geração e de armazenamento das UHRs a serem instaladas em locais previamente selecionados em razão da localizações de dois reservatórios, superior e inferior, são definidos pelos estudos hidroenergéticos. Assim, conhecendo as disponibilidades das vazões excedentes nas cascatas e buscando o máximo aproveitamento das vazões vertidas do histórico, procuram-se soluções de compromisso entre a capacidade de geração instalada da usina, o seu armazenamento energético e boas alternativas técnico-econômicas.

Observa-se que a fixação da potência a ser instalada na usina, assim como o seu armazenamento energético e o arranjo dos componentes da central, são determinados considerando os dois reservatórios selecionados para se implantar a UHR e o tempo desejado de operação, tanto para atendimento à carga quanto para bombeamento.

Deste modo, de posse das cotas máxima e mínima dos reservatórios superior (C_{Ms} e C_{ms}) e inferior (C_{Mi} e C_{mi}), em m, e de estimativas de perdas de carga nos circuitos hidráulicos da UHR durante o turbinamento (h_{ft}) e o bombeamento (h_{fp}), em %, calculam-se as alturas de queda líquidas nominal, máxima e mínima (H_t, H_{tM}, H_{tm}), e as alturas de elevação líquidas nominal, máxima e mínima (H_p, H_{pM}, H_{pm}), em m, através das seguintes equações:

$$H_t = \left[\left(\frac{C_{Ms} + C_{ms}}{2} \right) - \left(\frac{C_{Mi} + C_{mi}}{2} \right) \right] (1 - h_{ft}/100) \quad (1)$$

$$H_{tM} = [(C_{Ms} - C_{mi}) (1 - h_{ft}/100)] \quad (2)$$

$$H_{tm} = [(C_{ms} - C_{Mi}) (1 - h_{ft}/100)] \quad (3)$$

$$H_p = \left[\left(\frac{C_{Ms} + C_{ms}}{2} \right) - \left(\frac{C_{Mi} + C_{mi}}{2} \right) \right] (1 + h_{fp}/100) \quad (4)$$

$$H_{pM} = [(C_{Ms} - C_{mi}) (1 + h_{fp}/100)] \quad (5)$$

$$H_{pm} = [(C_{ms} - C_{Mi}) (1 + h_{fp}/100)] \quad (6)$$

Escolhida a capacidade nominal de geração, em MW, da turbobomba (P_t) e assumindo um valor representativo para o rendimento do conjunto no modo geração (η_t), calcula-se, utilizando a massa específica da água (ρ), em kg/m³, e a aceleração da gravidade (g), em m/s², a vazão unitária nominal de turbinamento, em m³/s:

$$Q_t = \frac{P_t \times 10^6}{\rho g \eta_t H_t} \quad (7)$$

Em seguida, com as informações sobre o volume do reservatório superior (V_S) e a vazão de engolimento durante o turbinamento (Q_{tT}), parte-se para calcular o tempo de deplecionamento do reservatório superior, em horas:

$$T_t = \frac{V_S \times 10^6}{Q_{tT} \times 3600} \quad (8)$$

Ademais, com as vazões e as alturas de queda e de elevação, é possível iniciar o dimensionamento dos condutos hidráulicos, para os quais se calculam, em seguida, as perdas de carga reais. Nota-se que estas serão diferentes dos valores assumidos inicialmente, o que requer o recálculo das alturas de queda e de elevação líquidos, em um processo iterativo.

Para avaliar a capacidade hidroenergética dos empreendimentos propostos, foi desenvolvido um modelo matemático de otimização determinística. Neste modelo, foram simulados os trechos das cascatas nos quais as UHRs seriam inseridas, considerando as características físicas e as restrições operacionais de cada uma das usinas operando nestes locais. A operação simulada possui um horizonte de 10 anos e é discretizada em períodos diários.

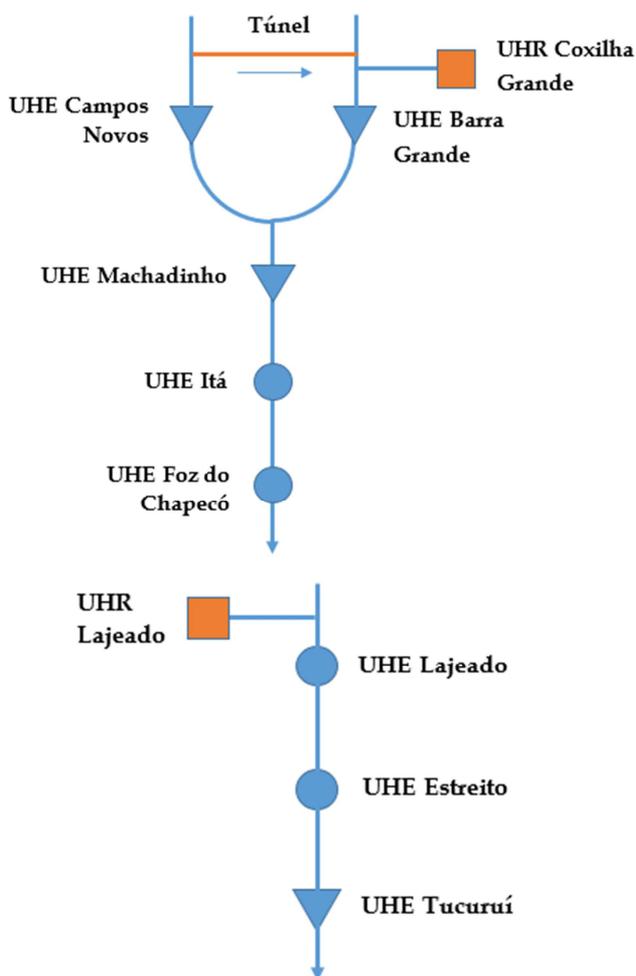
Observa-se que o modelo de otimização busca maximizar a geração do conjunto de UHRs selecionadas, de modo a aproveitar, da melhor forma possível, as vazões afluentes no trecho da cascata, respeitando o seu balanço hídrico e as restrições operativas de cada usina. Para simular a capacidade de armazenamento sazonal da UHR, foi imposta ao modelo a priorização da geração em determinados períodos do ano, quando é sabido que o bloco de geração no trecho dessa cascata sofre uma redução em razão de menores afluências ou, ainda, quando o sistema necessita de mais energia (períodos secos ou com menor disponibilidade de fontes eólicas).

O modelo de otimização foi desenvolvido na plataforma *General Algebraic Modeling System* (GAMS) e foram utilizados, também, recursos de *Visual Basic for Applications* (VBA) na interface entre a plataforma GAMS e planilhas Excel.

Assim, três propostas de UHRs foram modeladas dentro de seus respectivos trechos de cascata. As cascatas modeladas para as UHRs Lajeado e Coxilha Grande estão ilustradas na Figura 1 e, para a UHR Lajeado, foram testadas três configurações da usina, sendo o volume de seu reservatório a principal diferença entre elas. A UHR Vacas

Gordas foi modelada na mesma cascata da UHR Coxilha Grande, substituindo-a no modelo¹.

Figura 1: Cascatas modeladas para as UHRs Vacas Gordas, Coxilha Grande e Lajeado



Fonte: Elaboração própria.

¹ Os parâmetros de entrada do modelo estão descritos no relatório técnico produzido por Barbosa *et al.* (2021), assim como os seus resultados.

Os resultados das modelagens mostram a capacidade de armazenamento sazonal das UHRs propostas em suas cascatas. Nas simulações das três UHRs, foi possível “transferir” parte da geração de energia do período úmido para o período seco. A Tabela 1, abaixo, resume os resultados encontrados, apresentando a diferença percentual entre a geração otimizada da cascata com e sem a inserção das UHRs em cada período.

Tabela 1: Aumento/redução de geração nos períodos do ano com a inserção de cada UHR em sua respectiva cascata

UHR	Período seco	Período úmido
Vacas Gordas (110 hm ³)	+10,69%	-3,99%
Lajeado (2.250 hm ³)	+14,92%	-9,50%
Lajeado (2.600 hm ³)	+17,24%	-10,99%
Lajeado (4.200 hm ³)	+27,8%	-17,85%
Coxilha Grande (519 hm ³)	+6,13%	-2,23%

Fonte: Elaboração própria.

5.2. Turbinas reversíveis e motores-geradores de rotação fixa e variável: Conceitos de projeto e de operação

5.2.1. Características de bombas, turbinas e turbinas reversíveis

A principal grandeza que caracteriza o projeto e a operação de máquinas de fluxo, como bombas, turbinas e turbinas reversíveis, é a rotação específica. Esta grandeza relaciona rotação, altura de queda ou de elevação e vazão ou potência nominal.

A rotação específica de uma máquina de fluxo no seu ponto de máxima eficiência é utilizada como um número índice para descrever a sua configuração geométrica e suas curvas características. Neste sentido, as equações (9) e (10) definem as rotações específicas de bombas, n_{sp} , e de turbinas, n_{st} , respectivamente, em seus pontos de eficiência máxima.

$$n_{sp} = \frac{n(Q_{BE})^{1/2}}{(H_{BE})^{3/4}} \quad (9)$$

$$n_{st} = \frac{n(P_d)^{1/2}}{(h_d)^{5/4}} \quad (10)$$

onde:

- n é a rotação da bomba ou da turbina;

- Q_{BE} é a vazão da bomba em seu ponto de eficiência máxima;
- H_{BE} é a altura de elevação da bomba em seu ponto de eficiência máxima;
- P_d é a potência nominal da turbina; e
- h_d é a altura de queda nominal.

Observa-se, nas equações (9) e (10), que, para as bombas, a definição de rotação específica no ponto de eficiência máxima utiliza a vazão e a altura de elevação neste ponto, enquanto que, para as turbinas, emprega a potência nominal e a altura de queda nominal da máquina, que são a potência gerada e a altura de queda associada a este ponto, respectivamente. Qualquer uma dessas equações, no entanto, pode ser utilizada para bombas, turbinas ou turbinas reversíveis. O procedimento de pré-dimensionamento de turbinas reversíveis adotado no projeto, por exemplo, descrito na Subseção 5.3.1, utiliza a equação (10) tanto para o modo turbina como para o modo bomba das turbinas reversíveis.

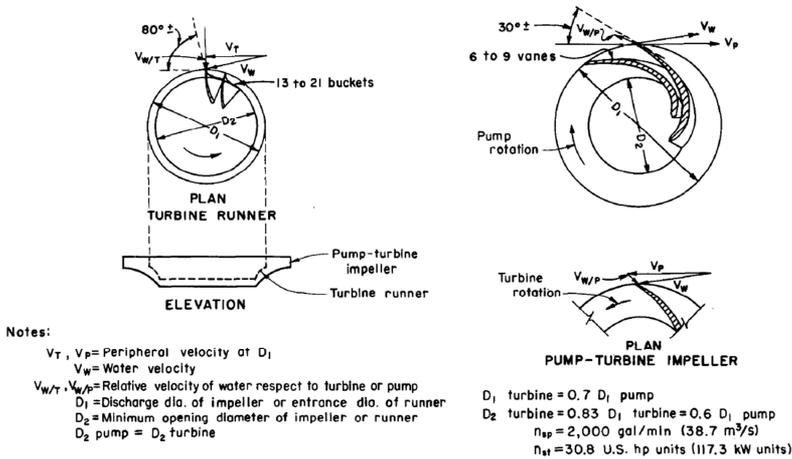
Além disso, com a mesma fórmula e as mesmas condições operacionais (rotação, vazão e altura de elevação ou de queda), os valores das rotações específicas de bombas e turbinas são próximos (Stelzer e Walters, 1977).

Destaca-se que a operação como bomba domina a seleção e o projeto das turbinas reversíveis.

Segundo Stelzer e Walters (1977), em geral, se verifica uma perda de eficiência de cerca de 1% no funcionamento de uma turbina reversível operando como turbina, comparado com uma turbina pura semelhante.

Conforme ilustrado na Figura 2, o rotor de uma turbina reversível é maior e possui menos pás do que o rotor de uma turbina projetada para operar na mesma rotação e altura de queda.

Figura 2: Comparação entre os rotores de turbina e turbina reversível de mesma rotação específica, projetados para operar sob a mesma altura de queda e rotação



Fonte: Stelzer e Walters (1977).

O ponto de máxima eficiência de uma turbina reversível operando como turbina pode se situar fora de sua faixa de variação de alturas de queda. A localização do seu ponto de máxima eficiência operando como bomba perto da altura mínima de elevação favorece a sua operação como turbina, em detrimento da operação como bomba, pois permite a geração nesta altura de queda. É desejável que o ponto de máxima eficiência da turbina reversível operando como turbina se situe dentro da sua faixa operativa (Stelzer e Walters, 1977). A faixa operativa das turbinas reversíveis é menor do que a das turbinas correspondentes.

Os projetos dos rotores e as curvas características de bombas hidráulicas e de turbinas reversíveis atuando como bombas variam de acordo com sua rotação específica, conforme ilustrado na Figura 3, na próxima subseção.

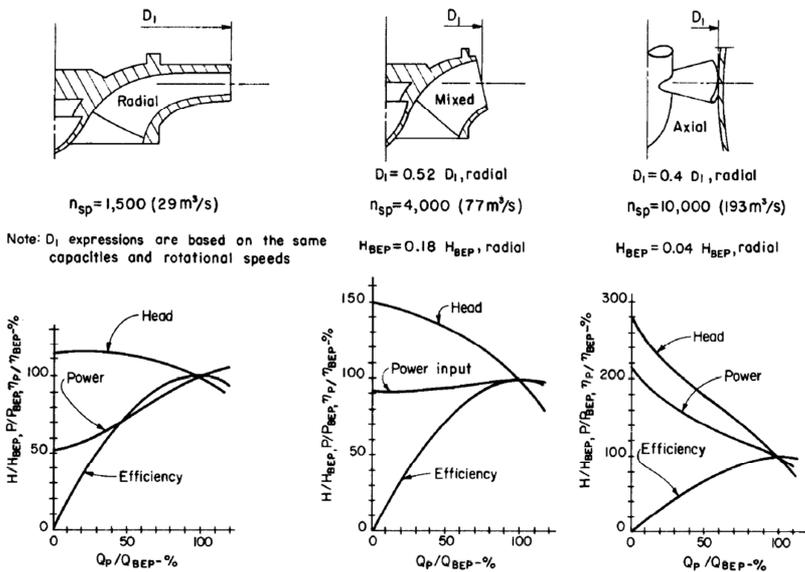
Embora a função das pás diretrizes de turbinas reversíveis seja ajustar a geração da turbina à carga, elas são úteis no modo de operação de bombeamento, pois, fora do ponto de operação de máximo rendimento, as perdas de eficiência dessas máquinas são menores do que aquelas das turbinas sem tais pás. As alturas de elevação para vazão zero (*shutoff heads*) também são mais elevadas para turbinas reversíveis com pás diretrizes.

A grandeza $K = n_{sp} H^{1/2}$ é considerada, pelos fabricantes, um importante parâmetro de projeto de turbinas reversíveis.

5.2.2. Submersão e cavitação em bombas, turbinas e turbinas reversíveis

A diferença de cotas entre o nível de água do reservatório de sucção, no caso de uma bomba, ou de descarga, no caso de uma turbina, e a linha de centro do rotor de uma bomba, turbina convencional, ou de turbina reversível operando como turbina ou como bomba, é denominada altura de sucção estática ou submersão, quando a máquina de fluxo está “afogada”, ou seja, está em uma cota inferior ao nível de água no reservatório. No caso de turbinas reversíveis, é necessário que se tenha uma submersão acima de um valor mínimo para se evitar o fenômeno da cavitação, o qual, segundo a Voith (2018), é de 10 a 20% da altura de queda líquida.

Figura 3: Configuração das curvas características de bombas e de turbinas reversíveis atuando como bombas, de acordo com sua rotação específica



Fonte: Stelzer e Walters (1977).

Para se diminuir a submergência de uma turbina reversível, é necessária a redução do valor de K da turbina. Por outro lado, a submergência requerida por uma bomba ou por uma turbina reversível operando como bomba aumenta com a sua velocidade específica. Observa-se que as submergências para turbinas Francis reversíveis são muito maiores do que as de turbinas Francis convencionais.

A equação (11) define o coeficiente de cavitação de Thoma, σ , em função do *Net Positive Suction Head* (NPSH) requerido, $NPSH_r$, que é obtido em laboratório pelo fabricante da máquina hidráulica, fornecido como uma curva característica do equipamento em razão da vazão, e representa a perda de carga na região de sucção das pás do rotor da máquina mais a energia cinética despendida nesta região.

$$\sigma = \frac{NPSH_r}{H} \quad (11)$$

O coeficiente de cavitação também pode ser calculado, de forma aproximada, através de fórmulas empíricas, que foram utilizadas nos procedimentos de pré-dimensionamento das turbinas reversíveis analisados no projeto.

Destaca-se que, para que não ocorra a cavitação¹, o $NPSH_r$ precisa ser menor que o NPSH disponível na instalação, $NPSH_d$, definido como:

$$NPSH_d = H_s + H_a - H_v - H_f \quad (12)$$

onde:

- H_s é a altura de sucção estática, em m, entre o nível de água no reservatório inferior da central e a linha de centro do rotor da máquina;
- H_a é a pressão atmosférica, em mca, no reservatório inferior da central;
- H_v é a pressão do vapor d'água, em mca, na maior temperatura do local; e
- H_f é a perda de carga, em mca, no circuito de sucção da máquina.

¹ A cavitação é a vaporização de parte do escoamento, mediante a formação de um grande número de bolhas na região de sucção das pás do rotor e a condensação abrupta (implosão) destas bolhas um pouco mais adiante no fluxo, através dos canais formados pelas pás, devido ao aumento da pressão, causando a erosão do material das pás nos locais onde ocorrem estas implosões e, conseqüentemente, uma queda no rendimento da máquina.

Em geral, a operação de uma turbina reversível como bomba requer uma maior submersão do que a sua operação como turbina, para uma dada altura de queda/elevação e vazão (Stelzer e Walters, 1977).

A ocorrência de cavitação na zona de sucção de uma bomba ou turbina reversível operando como bomba em certas condições operacionais pode ser evitada alterando-se o diâmetro de entrada do rotor e o ângulo de entrada de suas pás, à custa de uma diminuição do rendimento da máquina.

5.2.3. Pré-dimensionamento do rotor, da voluta e do tubo de sucção de uma turbina reversível

O quociente entre as velocidades tangencial e isentrópica na saída do rotor de uma bomba ou de uma turbina reversível operando como bomba, Φ_1 , estabelece uma relação entre a altura de elevação no ponto de máxima eficiência, H_{BE} , a rotação, n , e o diâmetro na saída do rotor, D_1 , de acordo com a equação (13):

$$\Phi_1 = \frac{\pi n D_1}{60(2gH_{BE})^{1/2}} \quad (13)$$

Observa-se que o quociente Φ_1 varia com a rotação específica da turbina reversível operando no modo bomba, em seu ponto de máxima eficiência. Siervo e Lugaresi (1980) ajustaram estatisticamente uma reta a dados de Φ_1 versus esta rotação específica para diversas turbinas reversíveis instaladas ao redor do mundo. No procedimento de pré-dimensionamento de turbinas reversíveis adotado no projeto, descrito na Subseção 5.2.1, se utiliza a equação desta reta para calcular, inicialmente, Φ_1 para a rotação específica em modo bomba das turbinas reversíveis analisadas e, em seguida, com o auxílio da equação (13), se obtém D_1 , dados n e H_{BE} .

As demais dimensões do rotor, como o diâmetro na sua entrada e a altura da passagem entre as pás na sua saída, são calculadas, no procedimento de pré-dimensionamento de turbinas reversíveis adotado no projeto, através de regressões estatísticas propostas por Siervo e Lugaresi (1980), em função da rotação específica no modo bomba e do diâmetro D_1 .

Analogamente, regressões estatísticas propostas por Siervo e Lugaresi (1980) em função do diâmetro D_1 e da rotação específica no modo bomba são utilizadas para determinar as principais dimensões da voluta, ou caixa espiral, e do tubo de sucção da turbina reversível.

5.2.4. Torque máximo e rotação de disparo de uma turbina reversível

O torque máximo de uma turbina reversível ocorre após um corte da alimentação do motor-gerador que aciona a máquina operando como bomba, de modo a ocasionar uma reversão do fluxo e da rotação. Apesar de se tratar de um fenômeno transitório, este valor deve ser utilizado nos dimensionamentos do eixo e do acoplamento da máquina.

O dimensionamento dos motores-geradores de uma UHR requer o conhecimento da rotação de disparo das turbinas reversíveis, que ocorre após uma rejeição de carga dessas máquinas operando como turbinas. O quociente entre a rotação de disparo e a rotação síncrona de uma turbina reversível pode ser determinado através de uma regressão estatística obtida por Siervo e Lugaresi (1980), durante o pré-dimensionamento da máquina, em função de sua rotação específica quando opera como bomba.

5.2.5. Peso, momento de inércia e empuxo hidráulico de bombas e de turbinas reversíveis

Durante o pré-dimensionamento de bombas e de turbinas reversíveis, o peso, o momento de inércia e o empuxo hidráulico das máquinas podem ser estimados pelo diâmetro D_1 de seu rotor utilizando regressões estatísticas propostas por Stelzer e Walters (1977). O custo da máquina, por sua vez, pode ser estimado durante o pré-dimensionamento em função de seu peso.

O conhecimento dos momentos de inércia do rotor da turbina reversível e do seu motor-gerador é essencial para os cálculos das pressões transitórias durante rejeições de carga, no modo geração, e falta de energia, no modo bombeamento. Ademais, o projeto dos mancais de escoras das turbinas reversíveis requer o cálculo do empuxo hidráulico das máquinas.

5.2.6. Características operacionais de turbinas reversíveis

Os dutos e as válvulas das UHRs estão sujeitos a golpes de ariete mais frequentes do que no caso das usinas hidrelétricas convencionais (UHEs), sobretudo quando se tem turbinas reversíveis de rotação variável, uma vez que as variações de vazões são mais rápidas do que é possível controlar com as variações “lentas” das pás diretrizes.

A fim de diminuir o torque inicial na operação de bombeamento, o rotor de uma turbina reversível é esvaziado com ar comprimido e roda neste meio até atingir a rotação síncrona, no caso de máquina de rotação fixa, ou a rotação mínima necessária e disponível, no caso de máquinas de rotação variável. Nota-se que conversores tiristorizados de capacidade reduzida têm sido empregados na partida dos motores-geradores que acionam turbinas reversíveis operando como bombas.

A potência injetada na rede durante a geração, P_t , a potência absorvida da rede no bombeamento, P_b , e a eficiência do ciclo de operação de turbinas reversíveis e de motores geradores, η_{ciclo} , são calculados utilizando as equações (14), (15) e (16), respectivamente:

$$P_t = \gamma \eta_t \eta_g Q_n (H_0 - H_r) \quad (14)$$

$$P_b = \frac{\gamma Q'_n (H_0 + H'_r)}{\eta_b \eta_g} \quad (15)$$

$$\eta_{ciclo} = \frac{P_t / Q_n}{P_b / Q'_n} = \eta_t \eta_b \eta_g^2 \frac{H_0 - H_r}{H_0 + H'_r} \quad (16)$$

onde:

- γ é o peso específico da água;
- Q_n e Q'_n são as vazões nominais nos modos de geração e bombeamento, respectivamente;
- H_0 é a altura de queda/elevação nominal bruta;
- H_r e H'_r são as perdas de carga no circuito hidráulico para as vazões Q_n e Q'_n , respectivamente; e
- η_t , η_b e η_g são os rendimentos médios no modo turbina e no modo bomba e o rendimento médio do motor-gerador, respectivamente.

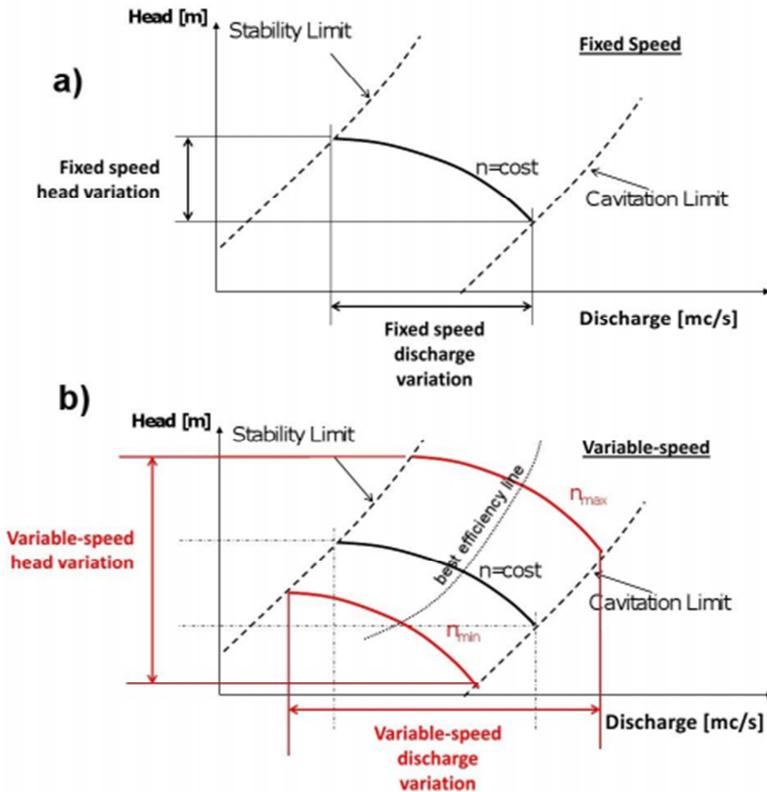
Uma turbina reversível convencional de rotação fixa só possui uma curva característica H vs. Q quando opera como bomba e, consequentemente, só consegue recalcar um valor de vazão para cada altura de elevação requerida, não sendo possível realizar controle de frequência.

Por sua vez, para se realizar controle de frequência quando uma turbina reversível opera como bomba, existem duas soluções possíveis. A primeira é a operação em curto-circuito, ou seja, enquanto uma turbina reversível bombeia, outra turbina reversível da mesma UHR gera, com um efeito líquido de bombeamento. Esta solução, discutida na Seção 1.6.2 do Capítulo 1 deste livro, tem sido utilizada recentemente em grupos ternários. A segunda solução é a operação com rotação variável, com as combinações factíveis de altura de elevação e

vazão sendo definidas pelos limites de estabilidade, cavitação, potência máxima e mínima do motor-gerador, alturas de elevação máxima e mínima, assim como rotações máxima e mínima.

A Figura 4 compara as curvas características de altura de elevação *versus* vazão de uma turbina reversível operando no modo bomba, com rotação fixa e com rotação variável. Problemas de instabilidade criam limites superiores e a cavitação impõe limites inferiores para essas curvas. A possibilidade de variar a rotação aumenta significativamente as faixas operacionais da máquina tanto em termos de altura de elevação como de vazão.

Figura 4: Curvas características de altura de elevação *versus* vazão para uma turbina reversível operando como bomba, com (a) rotação fixa e (b) rotação variável



Fonte: Pérez-Díaz *et al.* (2014).

5.2.7. Tipos de geradores-motores utilizados em usinas hidrelétricas reversíveis

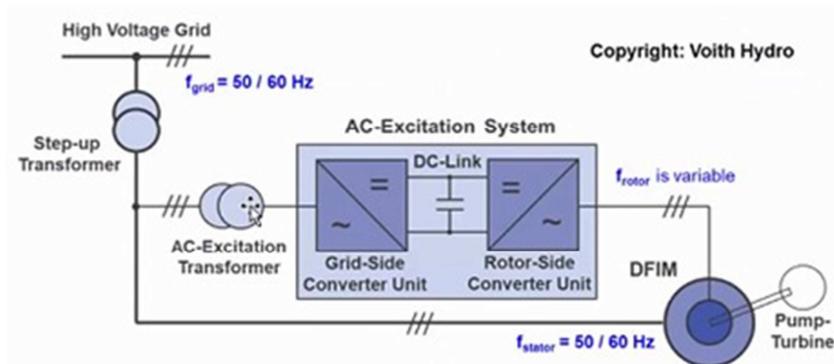
O primeiro tipo de geradores-motores utilizados em UHRs tratado nesta seção são os geradores-motores síncronos, os quais são normalmente empregados com grandes turbinas reversíveis de rotação fixa.

Geradores-motores síncronos também podem ser utilizados com turbinas reversíveis de rotação variável com capacidades até 100 MW e, neste caso, são conectados às redes através de conversores de

frequência estáticos. Esta solução, porém, não é economicamente viável para turbinas reversíveis de rotação variável com capacidades superiores a 60 MW, segundo Pérez-Díaz *et al.* (2014), e a 80 MW - 100 MW, de acordo com a Voith (2020). Nestes casos, deve-se optar por máquinas de indução de rotor bobinado com dupla alimentação (*Double Fed Induction Machines - DFIMs*) e excitação em corrente alternada (AC), segundo o tipo de geradores-moteres analisados nesta seção.

Nas DFIMs, um conversor de frequência altera as frequências da tensão e da corrente do rotor do gerador (DFIG), ajustando-as para ser possível a variação da rotação do rotor do motor-gerador, enquanto o estator é alimentado pela rede. Este arranjo, ilustrado na Figura 5, facilita o controle da troca de energia reativa com a rede, o que pode ser utilizado para controle da tensão na rede. Observa-se, por fim, que DFIMs têm sido construídas com capacidades de até 400 MW.

Figura 5: Esquema de uma máquina de indução de rotor bobinado com dupla alimentação



Fonte: Voith (2020).

5.2.7.1. Máquinas síncronas

Verifica-se que a maior parte da energia elétrica gerada no mundo é produzida em geradores síncronos, os quais têm sido construídos com capacidades de até 1.500 MW (Pérez-Díaz *et al.*, 2014). Um gerador síncrono possui um núcleo de estator uniformemente ranhurado, em torno do qual enrolamentos conduzem corrente alternada (AC) trifásica, e seu rotor é excitado com corrente contínua (DC). Um sistema de excitação estática, ou retificador, que consome cerca de 3% da capaci-

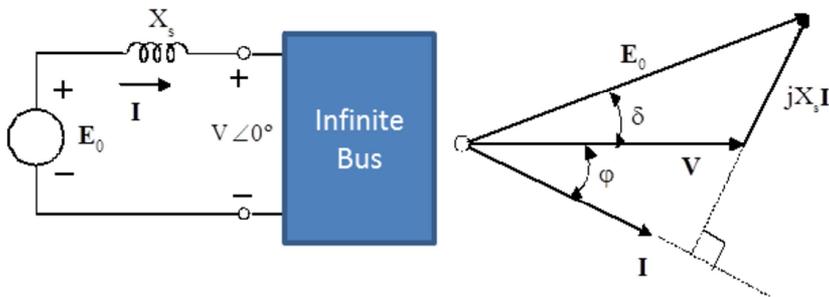
dade do gerador, controla a corrente de excitação, visando a estabilidade da tensão e da frequência do gerador. A corrente de excitação do rotor, por sua vez, pode ser transmitida através de anéis coletores de cobre e escovas ou de sistemas de excitação sem escovas.

Os rotores dos geradores síncronos empregados em UHEs e UHRs possuem polos salientes e a corrente contínua aplicada nos seus enrolamentos produz um campo magnético. A turbina, girando o rotor, produz um campo magnético girante que, por seu turno, induz correntes magnéticas trifásicas nos enrolamentos do estator.

Na geração de potência elétrica de pequeno porte, pode-se utilizar geradores síncronos com ímãs permanentes, os quais são máquinas mais simples do que as convencionais. Todavia, no caso destas máquinas, é difícil a realização do controle de tensão sem o auxílio de dispositivos utilizando eletrônica de potência.

A Figura 6 representa o circuito equivalente de uma máquina síncrona conectada a um barramento infinito. Nesta figura, E_0 é o fasor força eletromotriz interna, V é o fasor de tensão nos bornes da máquina, I é o fasor da corrente que circula pela máquina, X_s é a reatância em série, denominada reatância síncrona, e δ é o ângulo de carga ou ângulo de potência.

Figura 6: Circuito equivalente de uma máquina síncrona conectada a um barramento infinito



Fonte: Pérez-Díaz *et al.* (2014).

O barramento infinito é uma representação simplificada de uma rede de capacidade muito maior do que a da máquina síncrona. Quando a máquina está sincronizada, sua tensão, frequência e rotação síncrona são determinadas pela rede. Neste modelo simplificado, a resistência dos enrolamentos do estator é desprezada e as potências

ativa, P , e reativa, Q , da máquina síncrona podem ser expressas pelas equações (17) e (18), respectivamente:

$$P = \frac{3E_0V}{X_s} \text{sen}\delta = P_{max}\text{sen}\delta \quad (17)$$

$$Q = 3 \frac{E_0V\cos\delta - V^2}{X_s} \quad (18)$$

Como resultado:

- Se $\delta > 0 \rightarrow P > 0$, a máquina opera como gerador fornecendo potência ativa para a rede;
- Se $\delta = 0 \rightarrow P = 0$, não há intercâmbio de potência com a rede;
- Se $\delta < 0 \rightarrow P < 0$, a máquina opera como motor absorvendo potência ativa da rede;
- Se $|E_0| \cos\delta > |V| \rightarrow Q > 0$, a máquina supre potência reativa para a rede;
- Se $|E_0| \cos\delta = |V| \rightarrow Q = 0$, não há intercâmbio de potência reativa com a rede; e
- Se $|E_0| \cos\delta < |V| \rightarrow Q < 0$, a máquina absorve potência reativa da rede.

O aumento da potência produzida na turbina após a sincronização do gerador com a rede eleva o ângulo δ e, conseqüentemente, a geração. Por fim, a magnitude de E_0 é controlada pela corrente de excitação do rotor.

5.2.7.2. Motores-geradores de indução

O motor de indução é o tipo de motor mais utilizado na indústria, tendo em vista que é simples e relativamente barato, além de que a ausência de contatos deslizantes, no caso do motor do tipo gaiola de esquilo, reduz sua manutenção a um mínimo.

Há dois tipos de motores de indução: o tipo gaiola de esquilo, também conhecido como motor de rotor curto-circuitado, e o tipo com rotor bobinado, ou motor de anéis. Ambos têm um estator semelhante ao das máquinas síncronas convencionais, ou seja, um cilindro oco composto por chapas laminadas de aço onde são usinadas ranhuras longitudinais. Enrolamentos simétricos trifásicos são inseridos nestas ranhuras e uma diferença de potencial produz uma força magnetomotriz, que gira a uma rotação síncrona definida pela frequência da rede e pelo número de pares de polos da máquina.

O rotor de um motor de indução do tipo gaiola de esquilo é composto por chapas laminadas de aço fixadas no eixo, com ranhuras em sua periferia. Os condutores do rotor, em geral constituídos por ligas de alumínio, latão ou cobre, são barras moldadas ou extrusadas nas ranhuras e nos anéis de curto-circuito nas extremidades. A união entre as barras e os anéis formam uma espécie de gaiola, que é a origem de sua denominação. Não há a necessidade de isolamento entre as barras e o núcleo do rotor, pois as tensões induzidas nas barras são muito baixas.

Já o rotor de um motor de indução do tipo rotor bobinado possui bobinas trifásicas isoladas ligadas em Y e com os terminais conectados a três aros coletores no eixo. Ademais, escovas de grafite conectadas aos aros coletores propiciam acesso externo às bobinas do rotor. Os anéis coletores e as escovas têm a função de ligar o rotor com resistências variáveis externas, que possuem o objetivo de aumentar a resistência do rotor durante a sua partida, bem como permitir o controle da corrente no rotor e a velocidade do motor. Ao atingir a sua velocidade normal, os enrolamentos são curto-circuitados e, então, o funcionamento passa a ser semelhante ao de um rotor tipo gaiola. Este tipo de motor possui um conjugado de partida elevado e baixa corrente de partida.

Observa-se que a aplicação de correntes trifásicas de mesma magnitude e defasadas de 120° nos enrolamentos do estator de uma máquina de indução operando como motor produz um campo magnético girante. Este, por seu turno, induz correntes de curto-circuito nos enrolamentos do rotor, torque e giro do rotor, a uma rotação ligeiramente menor do que a rotação síncrona, por conta do torque eletromagnético requerido para vencer as perdas da máquina. Esta diferença entre as rotações real e síncrona é denominada *escorregamento*.

Com a elevação da carga atendida pelo motor, o seu rotor desacelera, mas se verifica o aumento de sua corrente e de seu torque, e ele se estabiliza em uma rotação ligeiramente menor.

Uma máquina de indução opera como gerador quando o seu estator está conectado a uma rede com frequência e tensão constantes e o seu rotor é acionado por uma turbina a uma rotação superior à rotação síncrona ($60 f/p$). Neste modo, a rede elétrica provê potência reativa para magnetizar a máquina e esta insere potência ativa na rede. Quanto maior for a rotação da turbina e do rotor da máquina de indução, maior será a potência ativa injetada na rede.

As principais diferenças entre as tecnologias utilizadas para máquinas de rotação fixa e variável estão no rotor e na excitação do motor-gerador. Nas máquinas de rotação fixa, os rotores são, normalmente, de polos salientes e a excitação do gerador ocorre em uma tensão de corrente contínua. Já as máquinas de rotação variável possuem rotores cilíndricos e a excitação do gerador é realizada com uma tensão de corrente alternada de menor frequência, obtida através da conversão da corrente alternada da rede em corrente contínua e novamente convertida em corrente alternada de baixa frequência. Assim, a rotação nessas máquinas é ajustada por meio do controle da frequência fornecida ao enrolamento trifásico.

5.2.7.3. Tipos de conversores eletrônicos de potência utilizados em usinas hidrelétricas reversíveis

Há dois tipos de conversores eletrônicos de potência empregados em UHRs, o ciclo-conversor, também conhecido como conversor direto, e o conversor com elo em corrente contínua.

O ciclo-conversor é constituído por uma associação de três retificadores, que permite uma conversão direta de corrente alternada para corrente alternada. Este equipamento é composto por tiristores e a frequência de saída é menor do que a de entrada. Deste modo, para uma frequência de rede de 50 Hz, por exemplo, a frequência de saída do conversor deve ser menor ou igual a 20 Hz.

O ciclo-conversor é aplicado em máquinas que operam com baixa rotação, as quais requerem suprimentos de baixa frequência. Ademais, cada um dos retificadores produz uma tensão alternada monofásica, de modo que os três juntos geram uma tensão trifásica.

Este equipamento é uma tecnologia simples, robusta e barata. Contudo, o ciclo-conversor não pode ser utilizado em UHRs que operam com máquinas síncronas, somente em máquinas de indução de dupla alimentação (DFIM) em que a frequência da corrente de alimentação do rotor seja baixa (menor do que 20 Hz no caso de redes de 50 Hz).

Destaca-se que as principais desvantagens do ciclo-conversor são: (i) o DFIM que opera com este tipo de conversor consome energia reativa da rede, (ii) a sua produção de elevadas correntes harmônicas na rede, que requerem o uso de filtros no equipamento e (iii) o risco de perda de comutação dos tiristores durante falhas na rede, o que pode ocasionar o desligamento do DFIM.

Por outro lado, o conversor com elo em corrente contínua é composto por um estágio de retificação (AC/DC), um elo DC com

capacitores e um estágio de inversão (DC/AC). O elo DC provoca um desacoplamento entre a frequência e a amplitude da tensão na rede e na máquina, enquanto que o valor da capacitância é escolhido de forma a minimizar a flutuação de tensão ocasionada pelos conversores eletrônicos e comutadores.

Este equipamento pode ser utilizado tanto com máquinas síncronas como com máquinas de indução de dupla alimentação. Além disso, a separação do retificador e do inversor através do elo em corrente contínua permite controles independentes para as potências ativa e reativa.

A conexão à rede através de um conversor com elo em corrente contínua possibilita a operação, no que diz respeito às potências ativa e reativa, em qualquer um dos quadrantes ($P_{rede}>0, Q_{rede}>0$), ($P_{rede}>0, Q_{rede}<0$), ($P_{rede}<0, Q_{rede}>0$) e ($P_{rede}<0, Q_{rede}<0$). Ademais, este conversor não gera altas correntes de harmônicos na rede, não necessitando, por conseguinte, de filtros caros.

5.3. Procedimentos adotados para o pré-dimensionamento de turbinas reversíveis e do circuito hidráulico de uma usina hidrelétrica reversível

Nesta seção, são realizadas descrições sucintas dos procedimentos adotados no projeto para o pré-dimensionamento das máquinas hidráulicas e do circuito hidráulico de uma UHR que utiliza turbinas reversíveis e geradores-motores, configuração adotada em todas as alternativas analisadas¹.

5.3.1. Pré-dimensionamento de turbinas reversíveis com rotação fixa acoplados a geradores-motores síncronos

A metodologia desenvolvida para o pré-dimensionamento de turbinas reversíveis com rotação fixa e geradores-motores síncronos é baseada em Siervo e Lugaresi (1980). Os autores apresentam os resultados de extensos estudos estatísticos realizados com dados de 80 turbinas Francis reversíveis², construídas por diversos fabricantes e instaladas

¹ Descrições detalhadas destes procedimentos encontram-se no Relatório da Etapa 4 do projeto (Barbosa *et al.*, 2021), disponível em <https://www.projetouhr.com.br/rt.php>.

² Este tipo de turbina é o que se mostrou mais adequado para os locais e as configurações das UHRs selecionadas para pré-dimensionamento neste projeto.

em várias partes do mundo. Estes resultados servem de base para o pré-dimensionamento do rotor, da voluta e do tubo de sucção de turbinas reversíveis. As máquinas analisadas pelos autores foram construídas entre os anos de 1961 e 1977, com capacidades de até 400 MW e operando em alturas de queda brutas de 20 metros a 600 metros.

A eficiência de uma turbina Francis reversível é inferior à eficiência tanto de uma turbina Francis convencional como de uma bomba centrífuga operando nas mesmas alturas de queda e de elevação da UHR, pois seu projeto é uma solução de compromisso entre o projeto otimizado da máquina operando só como turbina e o seu projeto otimizado operando somente como bomba.

O modo de operação da turbina reversível como bomba é o que determina a sua submergência, assim como o seu dimensionamento e o do gerador-motor.

Destaca-se que o dimensionamento das turbo-bombas de uma UHR é uma tarefa complexa, que requer a análise das curvas características das turbinas candidatas à seleção nas condições operacionais da usina. Estas curvas, no entanto, usualmente não estão disponíveis no momento do pré-dimensionamento.

A metodologia descrita aqui, implantada em uma planilha Excel, apresenta a vantagem de rapidamente, com poucos dados de entrada, estimar parâmetros operativos e realizar o pré-dimensionamento dos principais componentes de uma turbina Francis reversível que opera com rotação fixa, com base em informações estatísticas de equipamentos já instalados. Os dados de entrada requeridos pelo modelo são as alturas de queda e de elevação máximas e mínimas da UHR, as estimativas das perdas de carga no circuito hidráulico da usina e a capacidade nominal da turbina no modo geração.

O modelo adotado permite, ainda, comparações das rotações específicas calculadas no pré-dimensionamento para as alturas de elevação máxima e mínima com valores publicados por três dos maiores fabricantes de turbinas hidráulicas no mundo (Voith, GE e Andritz) e contempla turbinas instaladas até recentemente. Como resultado das comparações, novos cálculos podem ser realizados na planilha, variando os dados de entrada.

As alturas de queda líquidas, máxima, nominal e mínima, e as alturas de elevação líquidas, máxima, nominal e mínima, dependem das perdas de carga correspondentes nos circuitos hidráulicos das UHRs. O cálculo destas perdas de carga em outra planilha, por sua vez, de-

pende de vazões calculadas nesta planilha. Logo, é necessário estabelecer um processo iterativo entre as duas planilhas.

Apresenta-se, a seguir, uma breve descrição da sequência de cálculos para se obter o pré-dimensionamento de uma turbina reversível¹.

5.3.1.1. Cálculo das potências nominal e máxima da turbina reversível operando no modo bomba

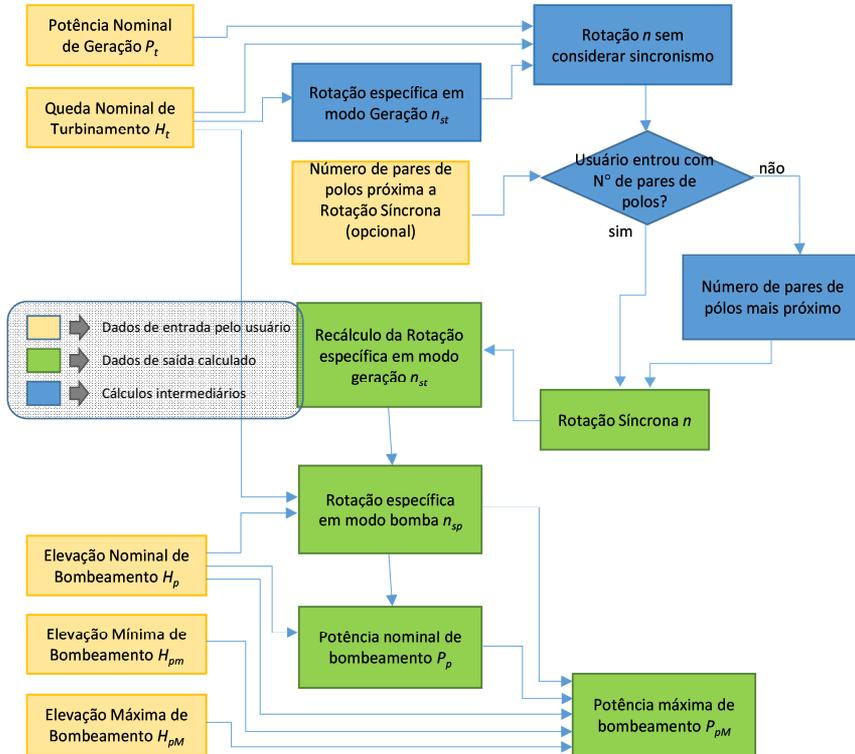
A primeira etapa do procedimento, ilustrada na Figura 7, envolve os cálculos requeridos para se chegar nas potências nominal e máxima da turbina reversível operando no modo bomba.

Como um primeiro passo no fluxograma da Figura 7, calcula-se, utilizando uma regressão estatística proposta por Siervo e Lugaresi (1980), um valor inicial de rotação específica no modo geração, n_{st} , em função da altura de queda nominal, H_t , que é um dado de entrada na planilha.

A partir da equação (10), calcula-se a rotação, n , em rpm, do conjunto turbina reversível e gerador-motor, em função da rotação específica no modo geração, n_{st} , em rpm, obtida no passo anterior do procedimento, da capacidade nominal de geração, P_t , e da altura de queda nominal, H_t , estes dois últimos sendo dados de entrada na planilha. Este cálculo, contudo, ainda não considera a necessidade de sincronização do conjunto com a frequência da rede elétrica.

¹ Barbosa *et al.* (2021) apresentam maiores detalhes desta sequência, incluindo todas as regressões estatísticas utilizadas; disponível em <https://www.projetouhr.com.br/rt.php>.

Figura 7: Fluxograma de cálculo das potências nominal e máxima da turbina reversível operando no modo bomba



Fonte: Barbosa *et al.* (2021).

A rotação síncrona do conjunto, n_r , associada à frequência, f_r , da rede elétrica é calculada com o auxílio da equação (19), após a escolha do número de pares de polos do gerador-motor, p , que resulta no valor de rotação mais próximo ao obtido na etapa anterior (n).

$$n_r = 60 f_r / p$$

Alternativamente, pode-se escolher outro número de pares de polos, tendo em vista algum tipo de restrição construtiva ou visando reduções de custo do gerador-motor.

A rotação específica no modo geração, n_{st} , é recalculada com a utilização da equação (10), considerando a rotação síncrona calculada no passo anterior, a capacidade nominal de geração e a altura de queda nominal.

Já a rotação específica no modo bomba, n_{sp} , é obtida com o auxílio de alguma das três regressões estatísticas fornecidas por Siervo e Lu-

garesi (1980), em função da rotação específica no modo geração, n_{st} . A escolha da regressão depende do valor da razão entre a altura de elevação nominal e a altura de queda nominal, sendo que ambos são dados de entrada da planilha.

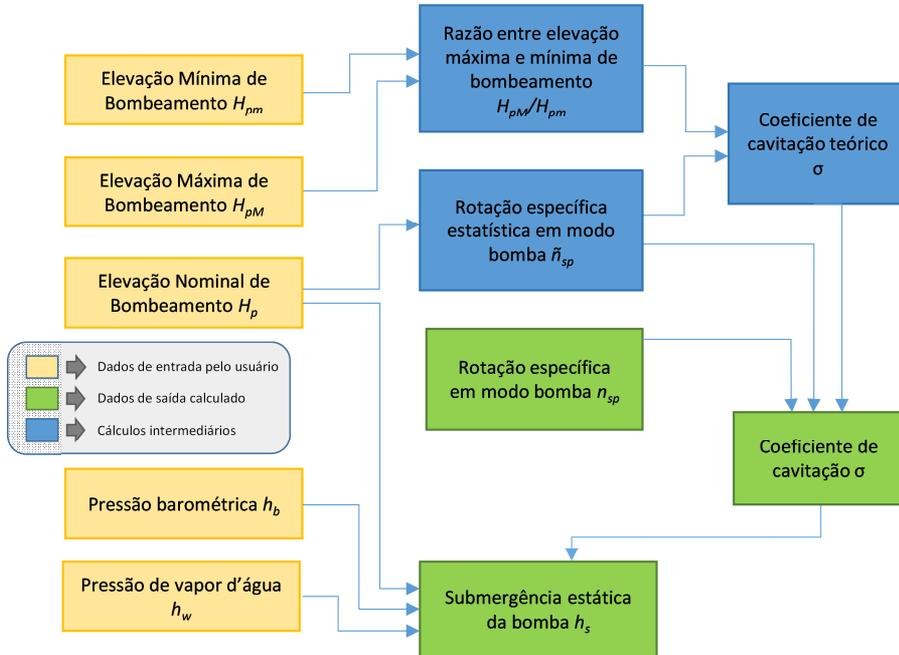
Em seguida, a equação (10), apresentada anteriormente, é utilizada para calcular a capacidade nominal de bombeamento, P_{pr} , em razão da rotação síncrona, n_r , da rotação específica no modo bombeamento, n_{sp} , obtidos nos passos anteriores, e da altura de elevação nominal, H_p , que é um dado de entrada da planilha. Se o valor calculado de P_p diferir substancialmente do valor desejado, um novo valor de n_{sp} deve ser calculado no passo anterior, utilizando um novo valor para a altura de elevação nominal, H_p .

Siervo e Lugaresi (1980) fornecem três regressões estatísticas que possibilitam o cálculo da capacidade máxima de bombeamento, P_{pM} , em função da altura de elevação nominal, da variação da altura de elevação e da rotação específica no modo bomba. As alturas de elevação máxima e mínima, tal qual a altura de elevação nominal, são dados de entrada da planilha. P_{pM} é um parâmetro importante no dimensionamento do gerador-motor síncrono.

5.3.1.2. Cálculo da submergência da turbina reversível

A submergência da turbina reversível é determinada pelo seu modo de operação como bomba e o fluxograma da sequência de seus cálculos está indicado na Figura 8.

Figura 8: Fluxograma de cálculo da submersão da turbina reversível



Fonte: Barbosa *et al.* (2021).

O coeficiente de cavitação de Thoma, σ , é calculado na planilha a partir de três regressões estatísticas fornecidas por Siervo e Lugaresi (1980). A primeira delas calcula a rotação específica no modo bomba, \tilde{n}_{sp} , estimado com base nas análises estatísticas realizadas pelos autores, em função da altura de elevação nominal, H_p . Através da segunda regressão, obtém-se o coeficiente de cavitação, $\bar{\sigma}$, calculado a partir das análises estatísticas, em razão do quociente entre as alturas de elevação máxima e mínima, H_{pM}/H_{pm} , e de \tilde{n}_{sp} . Finalmente, a terceira regressão utiliza o quociente n_{sp}/\tilde{n}_{sp} e $\bar{\sigma}$ para calcular o coeficiente σ .

O coeficiente σ é utilizado no cálculo, através da equação (20), da altura de sucção estática da linha de centro das pás do distribuidor da turbina reversível, h_s . A pressão barométrica, h_b , e a pressão de vapor d'água, h_w , são obtidas a partir de tabelas, em função da altitude e da temperatura da água, respectivamente, no reservatório inferior da UHR.

$$\sigma = (h_b - h_w - h_s)/H_p \quad (20)$$

Acrescendo-se a perda de carga no duto de sucção à altura de sucção estática, h_s , obtém-se o valor da submergência da turbina reversível, H_s .

5.3.1.3. Cálculo da rotação de disparo

A rotação de disparo, n_f , da turbina reversível é calculada com o auxílio de uma regressão estatística obtida por Siervo e Lugaresi (1980), em função da rotação específica no modo bomba, n_{sp} , e da rotação síncrona da máquina, n_r . A rotação de disparo é muito importante no projeto do gerador-motor.

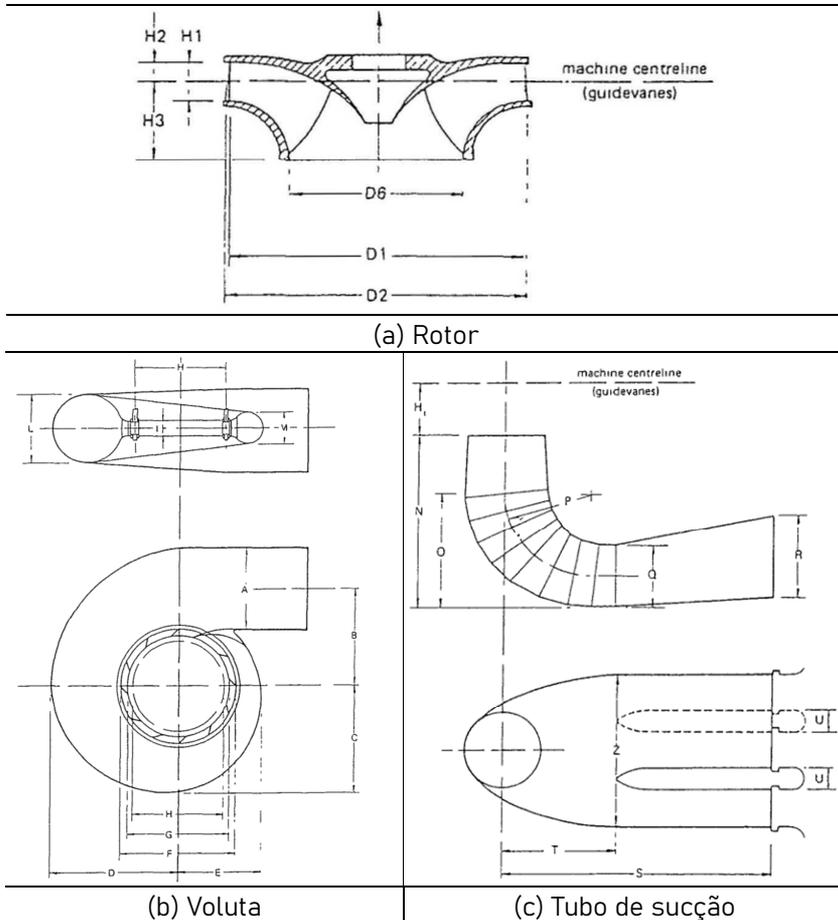
5.3.1.4. Cálculo das dimensões do rotor, da voluta e do tubo de sucção da turbina reversível

As dimensões dos componentes da turbina reversível envolvidas no seu pré-dimensionamento estão indicadas na Figura 9.

O diâmetro D1 do rotor da turbina reversível na linha de centro das pás diretrizes da máquina é calculado a partir da equação que define o coeficiente de velocidade periférica do rotor no modo bomba. Este coeficiente, por seu turno, é estimado através de regressões fornecidas por Siervo e Lugaresi (1980), em função da rotação específica no modo bomba, n_{sp} , e das alturas de elevação máxima e nominal. As demais dimensões do rotor indicadas na Figura 9 (a) são calculadas através de regressões também estimadas por Siervo e Lugaresi (1980), tendo como variáveis dependentes o diâmetro D1 e a rotação específica n_{sp} .

As principais dimensões da voluta, indicadas na Figura 9 (b), e do tubo de sucção da turbina reversível, ilustradas na Figura 9 (c), são obtidas utilizando regressões propostas por Siervo e Lugaresi (1980), que também têm D1 e n_{sp} como variáveis explanatórias.

Figura 9: Dimensões de componentes da turbina reversível calculadas pela planilha
(a) no rotor, (b) na voluta e (c) no tubo de sucção



Fonte: Siervo e Lugaresi (1980).

5.3.2. Pré-dimensionamento dos diâmetros dos circuitos hidráulicos das usinas hidrelétricas reversíveis

A rota mais simples para se determinar, de uma forma preliminar, os diâmetros equivalentes dos circuitos hidráulicos das UHRs é através, inicialmente, do cálculo da área de seção transversal de cada trecho reto, de diâmetro constante, dos túneis, revestidos ou não, e dos condutos forçados destes circuitos. Esta área é obtida através do

quociente entre a vazão máxima, de bombeamento ou de geração, e a velocidade adotada para o escoamento durante esta vazão nos trechos retos supracitados. O diâmetro equivalente é o diâmetro correspondente a uma seção circular com área igual à obtida com este quociente; quando os condutos forçados são formados por tubulações de aço, a sua seção transversal já é circular, enquanto que as seções transversais dos túneis, em geral, possuem a forma de arcos-retângulos, por razões construtivas (Pereira, 2015).

A vazão máxima através dos circuitos hidráulicos, que pode ocorrer no bombeamento ou na geração, é determinada durante os estudos de operação da UHR. Esta vazão depende dos volumes úteis e de eventuais restrições operativas dos reservatórios inferior e superior da UHR, da capacidade instalada e do número de turbinas reversíveis da central, do regime hidrológico local, no caso do empreendimento operar em ciclo aberto, e da otimização energética da operação de uma cascata de usinas da qual a UHR faça parte ou do parque gerador como um todo em países, tal qual o Brasil, que possuem despacho centralizado da maioria das usinas de médio e grande porte.

Uma verificação importante em relação à escolha da vazão máxima diz respeito à viabilidade técnica-econômica da construção de turbinas reversíveis com capacidade de engolimento desta vazão para as alturas de elevação e de queda requeridas na central e para a rotação síncrona adotada.

Livros e manuais que abordam a construção de UHEs e UHRs também costumam trazer recomendações sobre as velocidades do escoamento e os diâmetros mínimos/máximos dos circuitos hidráulicos das centrais, conforme apresentado a seguir. Neste sentido, o manual de UHEs e UHRs da *Japan International Cooperation Agency* (JICA) menciona que as velocidades do escoamento em túneis de baixa pressão, conhecidos como túneis de adução, normalmente se situam na faixa de 2 a 4 m/s, em UHEs, e de 5 a 6 m/s, em UHRs (JICA, 2011).

Por sua vez, o Power Resources Office/Bureau of Reclamation/United States Department of the Interior (2013) recomenda que a velocidade do escoamento em túneis e condutos de adução de UHRs não passe de 7 m/s. Esta instituição também propõe que, quando a relação entre o comprimento do túnel ou conduto de adução da usina, L , e a altura de queda bruta, H_b , for maior que 6, se construa uma chaminé de equilíbrio e se calcule a velocidade máxima no túnel ou conduto de adução, V_{tu} , em m/s, através da equação (21).

$$V_{ta} = 36,57 \cdot \frac{H_b}{L} \quad (21)$$

Segundo Jacobsson (2019, *apud* Schreiber, 1978), o escoamento no túnel de adução deve possuir uma velocidade mínima de 0,5 m/s, para que se garanta que nenhum resíduo ou detrito se acumule no fundo do mesmo.

Nos estudos de inventário de UHRs no Estado do Rio de Janeiro, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) adotou, no pré-dimensionamento das usinas, as recomendações constantes no guia da *Electric Power Research Institute* (EPRI), publicado em 1990, denominado *Pumped-Storage Planning and Evaluation Guide*. Os túneis de adução considerados nestes estudos possuem seção circular, com revestimento de concreto, e diâmetro limitado a 10,7 metros, enquanto que a velocidade máxima do escoamento, sob vazão máxima turbinada, foi fixada em 4,6 m/s (EPE, 2019).

Em manual com os critérios de projeto civil de UHEs, a Eletrobras propõe que se calcule o “diâmetro econômico” dos túneis e condutos forçados e que se limite a velocidade máxima do escoamento a 7 m/s, em condutos revestidos de concreto, e a 8 m/s, em condutos de aço (Eletrobras, 2003). O diâmetro econômico, no caso de UHEs, é aquele que minimiza a soma do custo de instalação dos condutos, do valor presente do seu custo de manutenção e do valor presente da receita não auferida por conta da energia não produzida associada às perdas de carga nos condutos.

Observa-se que o problema no pré-dimensionamento de componentes de UHRs é que, em geral, não se tem um bom conhecimento, neste estágio do projeto das usinas, sobre as futuras receitas a serem auferidas pelas centrais, caso sejam construídas. No Brasil, adicione-se o fato de que o atual arcabouço regulatório do setor elétrico ainda não prevê uma remuneração suficiente para os serviços prestados pelas UHRs. Para contornar estes dois problemas, foram utilizadas, neste estudo, algumas fórmulas empíricas para a determinação do diâmetro econômico, apresentadas nesta subseção.

Conforme indicado na Tabela 2, o Power Resources Office/Bureau of Reclamation/United States Department of the Interior (2013) propõe velocidades de escoamento em túneis forçados e em túneis de sucção de UHRs variando com a altura de elevação/queda máxima das usinas.

Tabela 2: Velocidades de escoamento em túneis forçados e em túneis de sucção de UHRs, em função de sua altura de elevação/queda máxima

Altura de elevação/queda máxima (m)	Velocidade em túnel forçado (m/s)	Velocidade em túnel de sucção (m/s)
61	5,2	1,6
91	5,5	1,7
152	6,1	1,9
305	7,6	2,3
457	8,5	2,6
670	9,7	3,0

Fonte: Elaboração própria baseada em tabela publicada por Power Resources Office (2013), com dados de altura de elevação/queda máxima em pés e velocidades em pés/s.

Segundo Pereira (2015), a velocidade máxima do escoamento não deve passar de 2 m/s, em túneis sem revestimento, de 3 m/s, em túneis revestidos com concreto projetado, e de 4,5 m/s, em túneis revestidos com concreto estrutural. Além disso, Pereira (2015) recomenda um diâmetro mínimo de 3 metros e um máximo de 10 metros para uma escavação econômica de túneis de alta pressão, denominados túneis forçados. Observa-se que diâmetros mais elevados do que estes requerem uma escavação em bancada, o que aumenta o custo e o tempo de construção. Por fim, o autor recomenda um diâmetro mínimo de 2,5 metros para poços de alta pressão.

No que diz respeito aos túneis forçados, o Power Resources Office/Bureau of Reclamation/United States Department of the Interior (2013) recomenda um diâmetro máximo de 10,7 metros.

Por sua vez, seguindo as recomendações do *Pumped-Storage Planning and Evaluation Guide*, a EPE, em seus estudos de inventário de UHRs no Estado do Rio de Janeiro, adotou como comprimento mínimo do trecho dos condutos forçados revestidos de aço o valor de 25% da queda bruta máxima, medido a partir da casa de força. Na determinação do diâmetro dos tubos forçados e dos tubos de sucção, foi considerada a velocidade média do escoamento em função da queda, como proposto, por exemplo, na Tabela 2 (EPE, 2019).

Existem várias fórmulas empíricas para o cálculo do diâmetro econômico dos condutos forçados de UHEs, dentre as quais a equação (22) foi proposta com base em 40 condutos forçados analisados (Pereira, 2015).

$$D_e = 0,71 \frac{P^{0,43}}{H_l^{0,65}} \quad (22)$$

onde:

- D_e é o diâmetro econômico do conduto forçado, em m;
- P é a capacidade da turbina, em kW; e
- H_l é a altura de queda líquida, em m.

Jacobsson (2019) apresenta outras três fórmulas empíricas para o cálculo deste diâmetro econômico. A primeira delas, a equação (23), tem como variáveis independentes a vazão do escoamento, Q , em m^3/s , e a altura de queda bruta, H_b , em m.

$$D_e = 1,12 \frac{Q^{0,45}}{H_b^{0,12}} \quad (23)$$

Já a equação (24) é parecida com a equação (22), porém utiliza a altura de queda bruta, H_b , ao invés da altura de queda líquida.

$$D_e = 0,72 \frac{P^{0,43}}{H_b^{0,63}} \quad (24)$$

Por fim, a equação (24), que consta no Manual de Microcentrais Hidrelétricas, da Eletrobras, publicado em 1985, é recomendada tanto para túneis e condutos de adução como para túneis e condutos forçados. Esta equação, na qual o diâmetro econômico é expresso em cm, possui como variáveis independentes a vazão do escoamento, Q , em m^3/s , a altura de queda bruta, H_b , em m, o comprimento do túnel ou conduto, L , em m, e um coeficiente que considera o material da tubulação, K .

$$D_e = K \cdot Q^{0,388} \cdot \frac{L^{0,204}}{H_b^{0,204}} \quad (25)$$

A seguir, a Tabela 3 apresenta os valores de K para diversos tipos de materiais e de túneis/tubulações..

Tabela 3: Valores de K na equação (25) para diversos tipos de materiais e de túneis/tubulações

Tipo de túnel/tubulação	Tipos de materiais		
	Aço	Cimento amianto	Concreto armado
Adução	66,069	66,911	68,447
Forçada	52,815	-	54,669

Fonte: Jacobsson (2019, *apud* Eletrobras, 1985).

Destaca-se que as recomendações desta subseção foram consideradas na determinação preliminar dos diâmetros dos circuitos hidráulicos dos projetos de UHRs analisados no projeto, buscando-se, sempre que possível, soluções de compromisso entre as diversas recomendações.

5.3.3. Cálculo das perdas de carga nos circuitos hidráulicos das usinas hidrelétricas reversíveis

O escoamento da água através de túneis, poços ou dutos provoca perdas de pressão, denominadas perdas de carga, as quais são causadas pela viscosidade, μ , da água e pelo nível de turbulência do escoamento.

A mecânica dos fluidos classifica os escoamentos em laminares, turbulentos ou de transição. Um número adimensional, o Número de Reynolds para escoamento em túneis e dutos, Re_{D_h} , que é um quociente entre forças de inércia e forças viscosas, delimita os limites entre estes tipos de escoamentos. Para $Re_{D_h} < 2.000$, o escoamento é considerado laminar, no regime turbulento $Re_{D_h} > 4.000$, e, entre estes dois valores, considera-se que o regime do escoamento é crítico. Nos circuitos hidráulicos de UHEs e de UHRs, o escoamento, em geral, é turbulento.

O Número de Reynolds para escoamento em túneis e tubulações, Re_{D_h} , é definido pela equação (26):

$$Re_{D_h} = \frac{\rho V D_h}{\mu} = \frac{V D_h}{\nu} \quad (26)$$

onde:

- ρ , μ e ν são a densidade, a viscosidade absoluta ou dinâmica, e a viscosidade cinemática do fluido, respectivamente ($\nu = \mu/\rho$);
- V é a velocidade do escoamento; e
- D_h é o diâmetro hidráulico do túnel ou do duto, definido como quatro vezes o quociente entre a área de sua seção transversal e seu perímetro molhado.

No caso de um túnel ou duto de seção transversal circular, o diâmetro hidráulico é o próprio diâmetro do túnel ou duto.

As perdas de carga são classificadas em perdas distribuídas ou perdas localizadas. As primeiras ocorrem nos trechos retos dos túneis ou dutos, enquanto que as segundas ocorrem nas suas entradas e saídas.

das ou em singularidades, tais como curvas, contrações e expansões do fluxo, bifurcações, comportas, válvulas, etc.

A fórmula mais utilizada para calcular perdas de carga distribuídas, que pode ser aplicada a escoamentos tanto em regime laminar, ou em regime turbulento, é a fórmula de Darcy-Weisbach, representada pela equação (27) (Fox *et al.*, 2010).

$$h_{pd} = f \frac{L}{D_h} \frac{V^2}{2g} \quad (27)$$

onde:

- h_{pd} é a perda de carga distribuída no túnel ou duto;
- f é o fator de atrito viscoso;
- L é o comprimento de trecho retilíneo da tubulação;
- D_h é o diâmetro hidráulico do túnel ou duto;
- V é a velocidade do escoamento no túnel ou tubulação; e
- g é a aceleração da gravidade.

O fator de atrito, f , pode ser obtido no amplamente conhecido Diagrama de Moody (Moody, 1944), o qual apresenta f em função do Número de Reynolds para escoamento em túneis e dutos, Re_{D_h} , e da rugosidade relativa, ε/D_h , onde ε é a rugosidade média absoluta do túnel ou duto.

Na região de escoamento laminar, o fator de atrito não depende da rugosidade relativa. A região de escoamento turbulento, por sua vez, é dividida em duas partes: onde há turbulência plena e f só depende de ε/D_h e a região de transição, onde f depende tanto de Re_{D_h} como de ε/D_h .

Vários autores têm proposto fórmulas aproximadas para calcular f nas regiões de turbulência plena e de transição. Uma destas, a equação (28), indicada a seguir, proposta por Swamee e Jain, em 1976 (Swamee e Swamee, 2007), foi adotada nos cálculos de perdas de carga no projeto.

$$f = \frac{0,25}{\left[\log \left(0,27 \frac{\varepsilon}{D_h} + \frac{5,74}{Re_{D_h}^{0,9}} \right) \right]^2} \quad (28)$$

O valor da rugosidade absoluta varia de acordo com o tipo de material utilizado na fabricação dos dutos e no revestimento dos túneis. Nos circuitos hidráulicos de UHEs e de UHRs, usualmente se empregam dutos de aço e revestimentos de concreto nos túneis, para os quais se assume, nos pré-dimensionamentos realizados neste estudo, os valores de 0,0001 metros e 0,0003 metros, respectivamente.

As perdas localizadas, h_{pl} , podem ser calculadas utilizando a equação (29), na qual o coeficiente de proporcionalidade, K , é determinado experimentalmente (Fox *et al.*, 2010).

$$h_{pl} = K \cdot \frac{v^2}{2g} \quad (29)$$

As perdas de carga localizadas também podem ser calculadas com o auxílio de tabelas, como a Tabela 4, contendo os comprimentos de trechos retos de tubulação, denominados comprimentos equivalentes, L_{eq} , que provocam a mesma perda de carga que singularidades em túneis e dutos, para um dado diâmetro nominal.

Tabela 4: Quociente entre comprimento equivalente e diâmetro hidráulico, L_{eq}/D_h , para diversas singularidades presentes em túneis e dutos de UHEs e UHRs

Tipos de singularidades	L_{eq}/D_h	Nome das variáveis
Aceleração do fluxo na tomada d'água	54	---
Grade	$(1,45 - 0,45 \left(\frac{Al}{Ab}\right) - \left(\frac{Al}{Ab}\right)^2) / f$	Al e Ab = área líquida e área bruta através das grades, respectivamente
Nicho de comporta de emergência	$0,02 / f$	---
Bifurcação	65	---
Contração súbita de área	$(0,42(1 - (\frac{Dm}{DM})^2) / f$ se $0 < (\frac{Dm}{DM})^2 < 0,58$	Dm e DM = diâmetros menor e maior, respectivamente
	$(1 - (\frac{Dm}{DM})^2)^2 / f$ se $0,58 < (\frac{Dm}{DM})^2 < 1$	
Redução gradual	6	---
Expansão súbita de área	$(1 - (\frac{Dm}{DM})^2)^2 / f$	Dm e DM = diâmetros menor e maior, respectivamente
Ampliação gradual	12	---
Curva de 45°	15	---
Curva de 90°	30	---
Te fluxo direto (chaminé de equilíbrio)	20	---
Válvula de esfera aberta	3	---
Saída de túnel ou duto	35	---

Fonte: Elaboração própria, a partir de Azevedo Netto (1954), Swamee e Swamee (2007) e Dias (2016).

Neste projeto se adotou-se a metodologia do comprimento equivalente e os valores da Tabela 4 no cálculo das perdas de carga localizadas nos túneis e dutos das UHRs analisadas. Uma planilha em Excel realizou estes cálculos.

A perda de carga total, h_{pt} , nos túneis e dutos das UHRs pode ser calculada através da equação (30).

$$h_{pt} = f \frac{(L + L_{eq.1} + L_{eq.2} + \dots + L_{eq.n}) V^2}{D_h} = f \frac{L_t V^2}{D_h 2g} \quad (30)$$

onde:

- n é o número de singularidades de diâmetro hidráulico D_h presentes no túnel ou no duto; e
- L_t é $L + L_{eq.1} + L_{eq.2} + \dots + L_{eq.n}$

Como um circuito hidráulico de uma UHR pode conter túneis ou dutos de diâmetros hidráulicos variados, que resultam em escoamentos com diferentes velocidades, a equação (30) deve ser aplicada para cada trecho de mesmo diâmetro com suas respectivas singularidades.

Por fim, é importante mencionar que as perdas de carga nos circuitos hidráulicos das UHRs analisadas neste estudo foram calculadas tanto para o escoamento no modo geração como no modo bombeamento, para as respectivas vazões máximas.

5.4. Arranjos da obra civil de uma usina hidrelétrica reversível e síntese de roteiro de cálculo de seus componentes

5.4.1. Os principais componentes e seus arranjos

Os arranjos de obras civis de UHRs e os roteiros de cálculo dos seus componentes guardam semelhança aos de UHEs. Os componentes típicos de uma obra de UHR são analisados adiante, com destaque para as similaridades e as diferenças em relação a UHEs.

5.4.1.1. Maciço da barragem

O maciço da barragem admite escolhas e definições quanto à concepção geométrica (exemplo, barragem retilínea ou barragem em arco), a sua altura para a regularização desejada das vazões e armazenamento requerido, ao tipo de material empregado (terra, concreto, enrocamento com face de concreto, enrocamento com núcleo asfáltico, concreto compactado a rolo ou mistas), à inclinação das faces de montante e jusante, dentre outros aspectos (Eletrobrás, 2003).

Um aspecto diferencial dos maciços da barragem das UHRs refere-se à maior variação dos níveis d'água no reservatório. Neste sentido, no caso das usinas de ciclo diário, pode-se verificar variações que

chegam entre 30 metros e 50 metros, por 5 horas, no esvaziamento, o que exige cuidados nos taludes da face do maciço interna ao reservatório, que estão em contato com a água. A colocação de pedras no talude, na forma de *rip-rap*, na região de oscilação do nível d'água pode atenuar possíveis problemas de erosão progressiva dos taludes.

5.4.1.2. Posicionamento da casa de força no circuito hidráulico

Os arranjos para localização da casa de força de UHRs admitem uma ampla variedade de soluções, dependendo da geometria do vale entre as ombreiras, da topografia, da geologia local, dentre outros fatores. Um aspecto muito importante na sua localização diz respeito à necessidade de garantir a submergência do tubo de sucção no modo de operação como bomba, o que, muitas vezes, requer uma casa de força enterrada em uma profundidade razoável (acima de 50 metros), abaixo do nível d'água do reservatório inferior. Destaca-se que a submergência é exigida para evitar os problemas de cavitação das turbinas-bombas operando como bombas, o que é um aspecto distinto na concepção do projeto de uma UHR e de uma UHE.

5.4.1.3. Necessidade de chaminé de equilíbrio

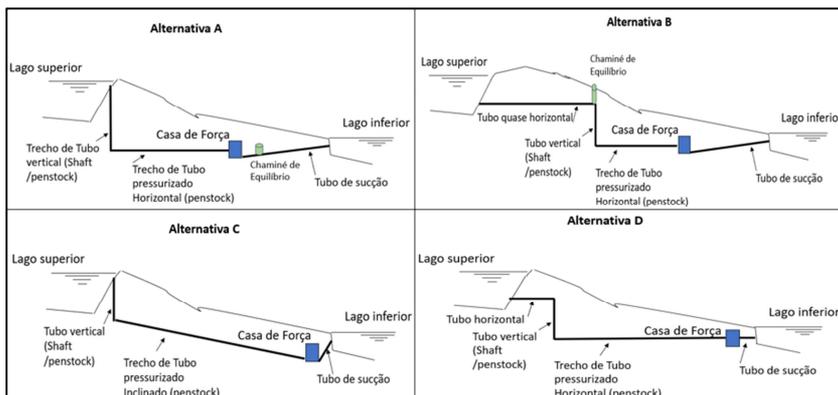
No caso de UHRs, é comum a presença de tubulações de adução mais extensas, de forma a alcançar uma composição econômica entre a extensão de tubos/canais/túneis de baixa pressão (trecho de adução, de baixa declividade e quase horizontal) e de tubos de alta pressão (tubulações forçadas - *penstocks*), com maior nível de pressurização e trechos fortemente inclinados ou verticais. Tal tipo de composição e uma maior extensão permitem que a captação de água via tomada d'água se localize em um ponto mais distante, com alguma vantagem locacional (por exemplo, um vale muito bem encaixado), e que a maior parte do circuito de adução seja realizada à baixa pressão, com uma economia na blindagem e nos reforços do revestimento das tubulações.

De acordo com Pereira (2015) e Eletrobrás (2003), as chaminés de equilíbrio devem ser utilizadas para grandes usinas quando a relação $L/H > 4$, onde L é o comprimento dos tubos e H é a altura de queda da usina.

Os posicionamentos da casa de força e da chaminé de equilíbrio no circuito hidráulico de uma UHR admitem diversas variantes, confor-

me ilustrado na Figura 10, com a escolha dependendo das condições topográficas e de outros parâmetros de projeto.

Figura 10: Arranjo dos componentes de uma UHR e alternativas de posicionamento da casa de força



Fonte: Elaboração própria, a partir de *United States Department of the Interior* (2013).

No arranjo indicado na Alternativa A da Figura 10, o trecho mais pressurizado (vertical e horizontal) é todo subterrâneo, bem como o trecho de sucção. A chaminé de equilíbrio pode não ter contato com a pressão atmosférica, em câmaras pressurizadas que atenuam as sobrepressões do conduto principal por meio da compressão do ar nas mesmas.

O arranjo indicado na Alternativa B apresenta como vantagem, em relação à Alternativa A, o fato de ter um trecho horizontal inicial que conecta a tomada d'água com um nível de pressurização menor do que a alternativa anterior, reduzindo, assim, os custos de revestimento reforçado e de blindagem, requeridos na primeira opção. Na Alternativa B, a chaminé de equilíbrio pode ser posicionada no fim da extremidade do trecho inicial horizontal pressurizado, sendo admitido o contato com a pressão atmosférica, através de uma altura suficiente para alcançar a superfície do terreno.

No arranjo da Alternativa C, é possível posicionar a casa de força muito próxima ao reservatório inferior, o que diminui o comprimento do tubo de sucção e, portanto, reduz as perdas de carga na sucção, evitando riscos elevados de cavitação nas turbinas-bombas no modo de operação para bombeamento. Pode-se, desta maneira, colocar a casa de força enterrada, mas com uma menor profundidade de ater-

ramento. Adicionalmente, neste caso, devido à relação L/H, não é necessária uma chaminé de equilíbrio. Por fim, no arranjo da Alternativa D, verificam-se as mesmas escolhas da Alternativa C, sem, também, que haja a necessidade de uma chaminé de equilíbrio.

5.4.1.4. Necessidade de vertedores em usinas hidrelétricas reversíveis

A necessidade de vertedores é um aspecto em que pode haver diferenciação no projeto de uma UHR e de uma UHE. No caso de uma UHR com pequeno reservatório superior, localizado no topo de uma montanha e sem área contribuinte, o vertedor pode ser projetado para escoar apenas a vazão bombeada máxima da UHR, supondo uma situação operacional anômala em que o reservatório esteja completamente cheio e não seja possível desligar as bombas (falha operacional e falha humana, por exemplo). Neste caso, a vazão de projeto do vertedor é $Q_p = Q_{\max}$ bombeamento.

No caso em que o reservatório superior da UHR drene uma área contribuinte, a vazão máxima dessa área, $Q_{\max ad}$, deve ser calculada pela equação (31), com o risco associado ao critério que considere a altura da barragem, em situação similar ao dimensionamento de usinas hidrelétricas convencionais, cujo período de retorno deve ser $Tr = 1.000$ anos, para pequenas centrais hidrelétricas, e $Tr = 10.000$ anos, para UHEs de médio e grande porte. Assim, neste caso, a vazão de projeto do vertedor, Q_{Tp} , é a soma da vazão máxima bombeada, $Q_{b \max}$, e da vazão máxima da área de drenagem, $Q_{\max ad}$.

$$Q_{Tp} = Q_{\max ad} + Q_{b \max} \quad (31)$$

5.4.1.5. Obras de desvio do rio durante a construção da usina hidrelétrica reversível

A obra de desvio de rio para a construção de uma UHR normalmente apresenta menores dimensões e custos do que no caso de UHEs.

Se a UHR apresentar uma alta queda, o aproveitamento do potencial ocorre muito mais no componente queda (H) do que na vazão (Q). Por isso, a intervenção de desvio do rio é de pequeno porte, geralmente na forma de um canal de derivação no topo da montanha, e é necessária apenas a construção de um pequeno reservatório de acumulação (para UHRs de ciclo diário ou semanal).

Por outro lado, no caso de uma UHR de baixa ou média queda, com a necessidade de construção de um reservatório para elevação de queda e provisão de armazenamento, o posicionamento da usina será, preferencialmente, fora do rio principal, em uma bacia de drenagem de menores dimensões e, portanto, em um rio de porte muito menor, com vazões que tornam a solução de desvio também mais simples e menos onerosa.

5.4.2. Arranjo das obras

Selecionado o local de implantação da obra da UHR, a altura de sua barragem é definida como o suficiente para que se atinja o nível d'água necessário no reservatório. Para barragens de enrocamento com face de concreto, conforme proposto por Eletrobras (2003), a sua seção transversal segue o seguinte padrão: inclinação de 1V:1,3H, na face de montante, inclinação de 1V:1,4H, na face de jusante e largura do topo de 10 metros.

5.4.3. Pré-dimensionamento das tomadas d'água

No dimensionamento das tomadas d'água das UHRs propostas, foram adotados os critérios e a metodologia apresentados no manual de Critérios de Projeto Civil de Usinas Hidrelétricas da Eletrobrás (2003). De acordo com o manual, a geometria da tomada d'água possui a finalidade de estabelecer uma aceleração progressiva e gradual do fluxo de água do reservatório para a adução, de forma a evitar os fenômenos de separação do escoamento, minimizando as perdas de carga.

O primeiro passo para o dimensionamento da tomada d'água é definir a velocidade média de escoamento da água nas seções das grades e das comportas. Segundo o manual da Eletrobrás (2003), a velocidade média de escoamento na seção das grades deve ficar entre 1,5 m/s e 2,5 m/s, para as tomadas com carga superior a 30 mca, o que é o caso de todas as configurações de UHRs propostas. Assim, esta velocidade, V_{grade} , foi estabelecida em 2 m/s para todas as UHRs. Já na seção das comportas, o manual indica que a velocidade média do escoamento, V_{comp} , não deve ultrapassar 6 m/s. Portanto, esta velocidade foi definida, para cada aproveitamento, como a média entre a velocidade na tubulação e a velocidade na grade, desde que não ultrapassasse o limite proposto no manual.

Com a definição das velocidades nas seções das grades e das comportas, é possível calcular a área destas seções a partir das vazões de turbinamento das máquinas de cada UHR. Tanto para a seção das grades quanto para a seção das comportas, buscou-se uma relação entre a altura e a largura de, aproximadamente, 1,7.

Para evitar a formação de vórtices e a entrada de ar na tomada d'água, a elevação máxima de sua geratriz superior deve respeitar um valor mínimo de submergência (profundidade em relação ao nível mínimo da água no reservatório) definido pelo manual da Eletrobrás (2003).

5.4.4. Pré-dimensionamento dos vertedores

A vazão de projeto de um vertedor pode ser calculada pela soma de dois componentes: a vazão máxima contribuinte da bacia de drenagem, estimada com base em estudos hidrológicos, e a vazão máxima de bombeamento¹.

Em uma UHR, parte da vazão de cheia advém de uma situação em que o bombeamento não pode ser desligado devido a alguma falha. Assim, para evitar o galgamento da barragem, a cota de seu coroaamento deve ser maior do que a soma do nível de água máximo com a altura de elevação na ocorrência de máxima cheia combinada com a vazão de bombeamento dentro do reservatório.

Destaca-se que, sempre que a geometria do local e as condições do projeto hidráulico permitirem, o ideal é se optar por um vertedor de soleira livre, uma vez que este, sem comportas, verte quando o nível de água for superior à cota da soleira.

A vazão descarregada pelo vertedor, Qv , em m^3/s , pode ser calculada pela equação (32):

$$Qv = Cd \cdot L \cdot (He)^{3/2} \quad (32)$$

onde:

- Cd é o coeficiente de descarga do vertedor, cujo valor médio adotado é 2,18;
- L é a largura da soleira do vertedor (m); e
- He é a carga sobre o vertedor (m).

¹ Mais detalhes do cálculo da vazão contribuinte são apresentados em Barbosa *et al.* (2021).

Na escolha do tipo de bacia de dissipação a ser utilizado no vertedor da UHR, baseou-se em estudo do United States Department of Interior (1984), que os classifica em categorias, considerando o número de Froude de montante e a velocidade.

5.5. Exemplos de pré-dimensionamento de usinas hidrelétricas reversíveis selecionadas

5.5.1. Apresentação das usinas hidrelétricas reversíveis

Os locais para uma possível implantação de UHRs para estudo incluíram duas opções na bacia do Rio Uruguai e uma opção, com três variantes, no Rio Tocantins. A seleção desses locais foi realizada considerando a proximidade de UHês existentes pertencentes às empresas cooperadas que patrocinaram o desenvolvimento deste projeto de P&D, além da existência de um vale bem encaixado, com distância não muita longa entre as ombreiras, de boas propriedades geológicas para implantação de barragem de altura média ou alta, dentre outros fatores.

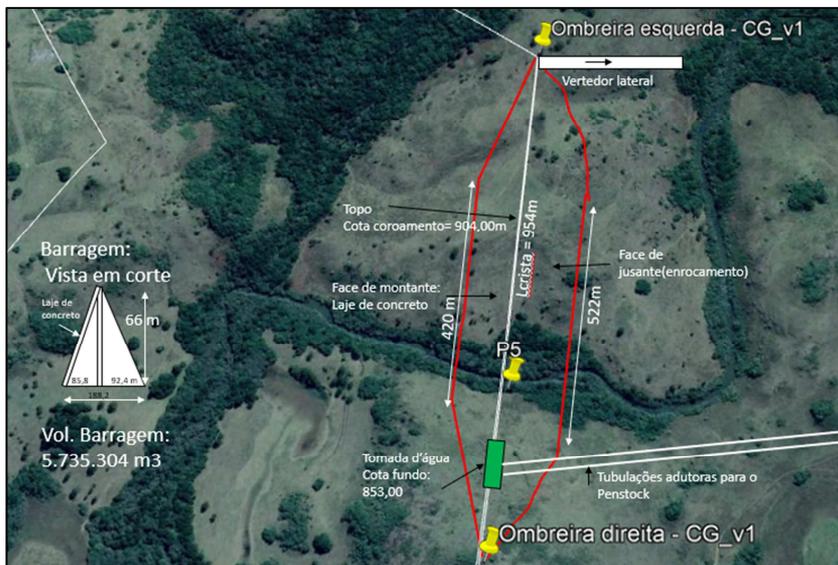
Um aspecto importante para a seleção dos locais foi a proximidade de reservatórios de UHês existentes, tornando possível utilizá-los como reservatórios inferiores, de modo a reduzir os custos das UHRs. De forma similar, a proximidade da rede elétrica existente também contribui para minimizar os custos dos projetos. A existência de estradas de rodagem próximas aos locais escolhidos, facilitando a logística de acesso na fase construtiva, também foi considerada.

Diante deste contexto, são previstas as instalações das UHRs Coxilha Grande e Vacas Gordas na região de cabeceira da bacia do Rio Uruguai, ambas localizadas na sub-bacia do Rio Pelotas e utilizando o lago da UHE Barra Grande. Já a implantação da UHR Serra do Lajeado é prevista para ser realizada na bacia do Rio Tocantins, muito próxima à UHE Lajeado, utilizando a represa desta usina como reservatório inferior.

5.5.1.1. UHR Coxilha Grande

A UHR Coxilha Grande está localizada no lado esquerdo do Rio Pelotas, no Rio Grande do Sul. As coordenadas da ombreira esquerda e da ombreira direita da barragem são 28° 9' 39.47" S - 50° 56' 47.70" O e 28° 10' 11.01" S - 50° 56' 50.61" O, respectivamente.

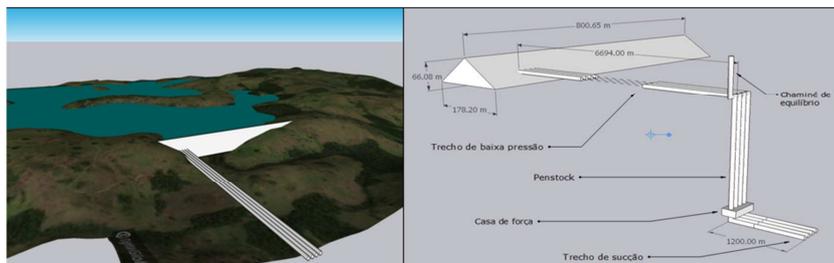
Figura 12: Local da implantação da barragem da UHR Coxilha Grande



Fonte: Elaboração própria.

A seguir, a Figura 13 apresenta uma representação em 3D da barragem no local de implantação, além de algumas dimensões aproximadas da barragem e do circuito hidráulico desta UHR.

Figura 13: Vista da barragem e circuito hidráulico da UHR Coxilha Grande

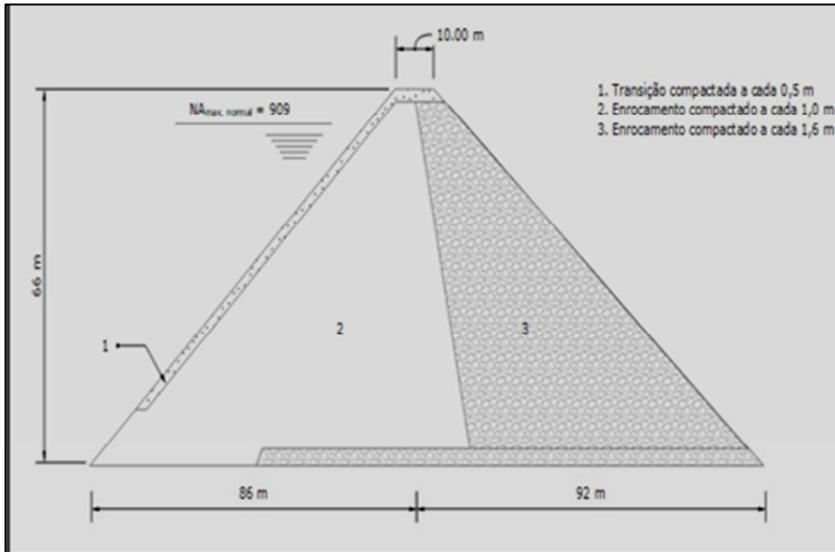


Fonte: Elaboração própria.

Conforme ilustrado na Figura 14, adiante, optou-se por uma barragem de enrocamento com face de concreto, diante da disponibilidade de rochas de boa qualidade na região. Este tipo de

barragem é vantajoso em termos de custo nestas condições, tendo sido adotado em UHEs próximas, como a UHE Barra Grande e a UHE Campos Novos.

Figura 14: Corte da barragem da UHR Coxilha Grande



Fonte: Elaboração própria.

5.5.1.2. UHR Vacas Gordas

A UHR Vacas Gordas se localiza no Rio Vacas Gordas, em Santa Catarina, um afluente do lado direito do Rio Pelotas. A área de drenagem na seção de confluência com o Rio Pelotas (ou seja, no exutório da bacia do Rio Vacas Gordas) é 618 km². A vazão máxima contribuinte nesta seção, com recorrência de 10 anos, é 483,9 m³/s, segundo a Agência Nacional de Águas (Hidroweb).

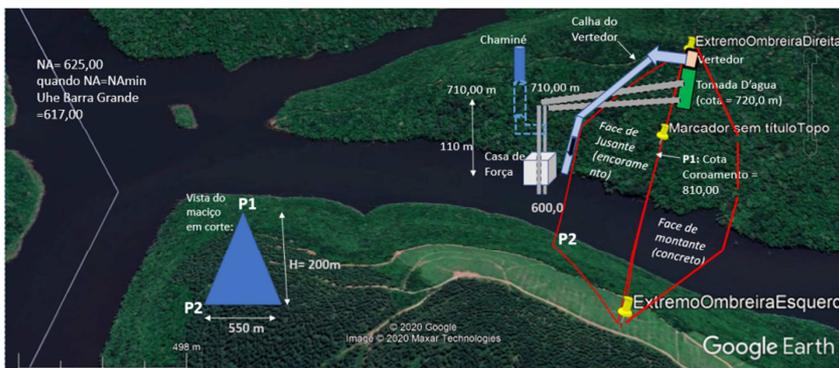
Quanto ao tipo de barragem, foi escolhida a de enrocamento com face de concreto. As justificativas para esta escolha consideram a geologia regional, que apresenta rocha de boa qualidade quanto às suas propriedades geomecânicas, o solo superficial raso (com cerca de 4 metros), a inexistência de mina natural de areia nas proximidades, o que torna inviável a execução na forma de concreto compactado a rolo, dentre outros fatores.

A barragem apresenta as seguintes dimensões: altura de 185 metros, comprimento da crista de 1.239 metros, largura do topo de 10

metros e largura da base de 510 metros, obtida com inclinações de 1V:1,3H, na face de montante, e de 1V:1,4H, na face de jusante. Ademais, a casa de força é do tipo abrigada, subterrânea, a cerca de 180 metros abaixo do terreno natural.

A Figura 15 ilustra o local proposto para instalação desta UHR e o arranjo de seus principais componentes.

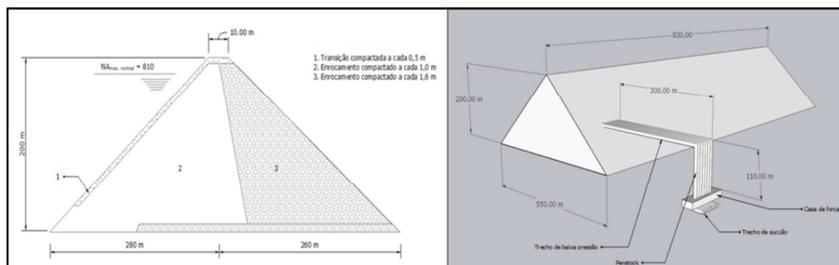
Figura 15: Vista da localização e do arranjo dos principais componentes da UHR Vacas Gordas



Fonte: Elaboração própria.

A Figura 16, por sua vez, contém as dimensões aproximadas da barragem e dos elementos do circuito hidráulico da usina, além de uma vista em corte da barragem.

Figura 16: Barragem e arranjo dos componentes do circuito hidráulico da UHR Vacas Gordas



Fonte: Elaboração própria.

Destaca-se que, embora tenha sido realizado o pré-dimensionamento da UHR Vacas Gordas, este local não apresenta

viabilidade ambiental, pois a área inundada pelo reservatório superior da usina iria cobrir parte significativa de floresta de araucárias na região, inviabilizando a sua implantação. A opção de deixar este estudo registrado é para fins didáticos e ilustrativos do pré-dimensionamento.

5.5.1.3. UHR Serra do Lajeado

A concepção do projeto da UHR Serra do Lajeado, localizada no Rio Lajeado, em Tocantins, foi realizada a partir de três premissas. A primeira diz respeito ao local escolhido para a sua implantação, um eixo paralelo ao rio principal (Rio Tocantins), drenando área do Rio Lajeado, com a instalação da barragem muito próxima da UHE Lajeado. A segunda premissa é que a proximidade com a UHE Lajeado traz vantagens geoeletricas, por estar perto de uma linha de transmissão existente (500 kV, Norte-Sul), o que facilita o escoamento da produção (modo turbinamento) e a absorção de carga (modo bombeamento). Além disso, a terceira premissa é o fato de a proximidade com a UHE Lajeado também diminuir alguns riscos quanto à geologia local, já mapeada e conhecida, e propiciar um conhecimento prévio do meio físico-biótico.

O projeto da UHR Serra do Lajeado, em suas três variantes (Lajeado I, II e III), identificou dois pontos favoráveis para implantação do local dos reservatórios superiores, sendo um mais alto e de volume muito pequeno, com apenas 8 hm³ (Lajeado I), e o outro em posição mais baixa, com uma grande barragem e de grande volume útil (Lajeado II), conforme indicado na Figura 17. A casa de força é comum, recebendo vazões de ambas os reservatórios, embora com turbinas-bombas dedicadas a cada UHR com sua respectiva queda.

Figura 17: Arranjo geral das UHRs Lajeado I e Lajeado II

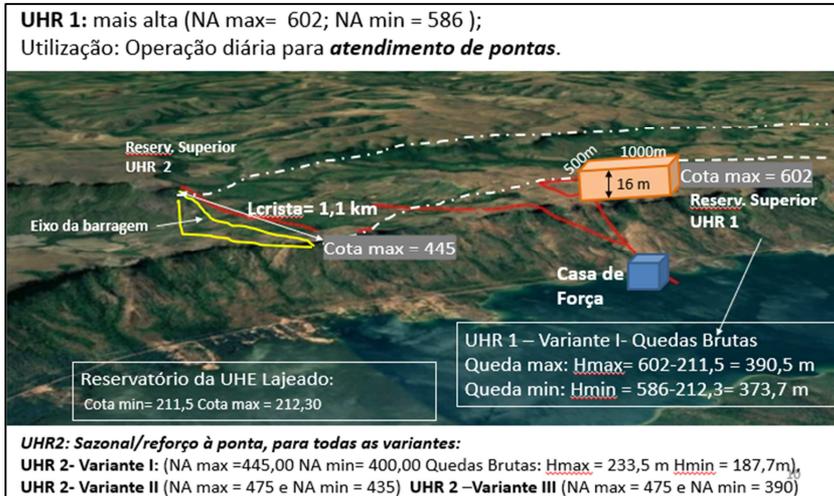


Fonte: Elaboração própria.

A solução adotada, de duas usinas compartilhando a mesma casa de força, visa minimizar os custos de implantação e de operação ao longo da vida útil. No conjunto, a UHR Lajeado poderá contribuir para atender às necessidades de ponta diária regular ou aos picos de demanda não previstos ao longo do dia (por exemplo, originários de baixa produção de fontes renováveis intermitentes no Nordeste), graças à altura maior de queda da UHR Lajeado I ($H_{nominal} = 375$ metros), que se somará à produção da UHR Lajeado II, que também tem alturas de quedas expressivas ($H_{nominal} = 204$ metros na variante Lajeado I, 236 metros na variante Lajeado II e 214 metros na variante Lajeado III).

A Figura 18 apresenta os dados de cotas e alturas de queda e a localização dos reservatórios e da casa de força de Lajeado I (UHR1) e de Lajeado II (UHR2).

Figura 18: Localização, cotas e alturas de queda dos reservatórios das UHRs Lajeado I e Lajeado II



Fonte: Elaboração própria.

Um aspecto operacional bem favorável do arranjo UHR1 combinado com UHR2 diz respeito às partidas na operação de bombeamento. No início de bombeamento da UHR1, a UHR2 poderá estar turbinando e injetando potência por meio da operação de suas turbinas-bombas (modo turbina), aliviando, assim, o fluxo de carga proveniente da rede elétrica. Analogamente, no início de bombeamento da UHR2, a UHR1(modos turbina) poderá turbinar e injetar potência para atender à carga das turbinas-bombas de UHR2 (modo bomba).

As Tabelas 5, 6 e 7 mostram as alturas de queda bruta máxima e mínima, a potência máxima durante os períodos de ponta e fora da ponta, bem como o volume dos reservatórios superiores das três variantes da UHR2 combinadas com a UHR1.

Tabela 5: Alturas de queda, potências máximas e volumes dos reservatórios superiores da Variante I da UHR2 e da UHR1

Usina	Queda bruta (m) Hmax	Queda bruta (m) Hmin	Pot. max (MW) (ponta)	Pot. max (MW) (fora da ponta)	Volume do reservatório (hm³)
UHR1	384	366	1.050	0	8
UHR2 - Variante I	277	180	2.800	2.800	2.250
Total UHR1 + UHR2 - Variante I	-	-	3.850	2.800	2.258

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 6: Alturas de queda, potências máximas e volumes dos reservatórios superiores da Variante II da UHR2 e da UHR1

Usina	Queda bruta (m) Hmax	Queda bruta (m) Hmin	Pot. max (MW) (ponta)	Pot. max (MW) (fora da ponta)	Volume do reservatório (hm³)
UHR1	384	366	1.050	0	8
UHR2 - Variante II	257	215	2.800	2.800	2.600
Total UHR1 + UHR2 - Variante II	-	-	3.850	2.800	2.608

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 7: Alturas de queda, potências máximas e volumes dos reservatórios superiores da Variante III da UHR2 e da UHR1

Usina	Queda bruta (m) Hmax	Queda bruta (m) Hmin	Pot. max (MW) (ponta)	Pot. max (MW) (fora da ponta)	Volume do reservatório (hm³)
UHR1	384	366	1.050	0	8
UHR2 - Variante III	257	170	2.800	2.800	4.200
Total UHR1 + UHR2 - Variante III	-	-	3.850	2.800	4.208

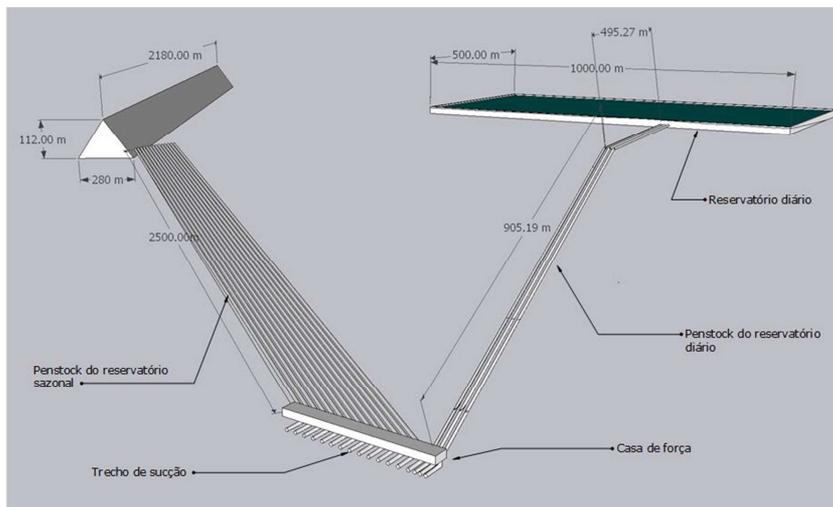
Fonte: Elaboração própria.

A partir da comparação entre os dados técnicos das variantes da UHR2 compostas com a UHR1 (Tabelas 5, 6 e 7), verifica-se que a potência total do conjunto (UHR1+UHR2) é a mesma em todas as combinações, igual a 3.850 MW, como potência máxima nos períodos de ponta, e 2.800 MW, nos períodos fora da ponta. No entanto, é significativa a diferença de armazenamento energético em cada variante, pois o volume útil da Variante I é 2.258 hm³, o da Variante II é 2.608 hm³ e o da Variante III é 4.208 hm³, os quais correspondem a volumes de energia acumulada bastante distintos.

Ademais, foram selecionadas, preliminarmente, barragens de enrocamento com face de concreto e impermeabilização central de núcleo asfáltico para as três variantes da UHR2. Na Variante I, a altura da barragem foi fixada em 112 metros, enquanto que, nas Variantes II e III, a altura é 140 metros. Contudo, é necessária a avaliação da atratividade econômica desta escolha, considerando outras opções de localização, com base em levantamentos e investigações geotécnicas locais.

Por fim, a Figura 19 mostra algumas dimensões aproximadas da barragem e dos circuitos hidráulicos da combinação UHR1 e Variante I da UHR2.

Figura 19: Dimensões aproximadas da barragem e dos circuitos hidráulicos da UHR1 e da Variante I da UHR2



Fonte: Elaboração própria.

5.5.2. Resultados do pré-dimensionamento das capacidades instaladas das turbinas-bombas e dos circuitos hidráulicos

Nesta subseção, são apresentados os dados de entrada e os resultados do pré-dimensionamento das usinas selecionadas, contemplando a fixação da capacidade a ser instalada em cada UHR e o pré-dimensionamento das turbinas-bombas e dos componentes dos circuitos hidráulicos das usinas.

Observa-se que os cálculos indicados nas tabelas a seguir provêm dos conceitos apresentados na Seção 5.2 e dos procedimentos e das rotinas abordados na Seção 5.3. Para fins de apresentação, foi realizada uma divisão entre as usinas da Região Sul (bacia do Rio Uruguai) e as da bacia do Rio Tocantins.

5.5.2.1. Usinas da bacia do Rio Uruguai: UHR Coxilha Grande e UHR Vacas Gordas

Os dados de entrada requeridos para os pré-dimensionamentos das UHRs Coxilha Grande e Vacas Gordas estão indicados na Tabela 8. A Tabela 9, por sua vez, mostra os resultados dos cálculos oriundos das rotinas e dos procedimentos de pré-dimensionamento, enquanto que

as Figuras 20, 21 e 22 apresentam as dimensões dos rotores, das caixas espirais e dos tubos de sucção das turbinas-bombas destas duas usinas.

Tabela 8: Dados de entrada para pré-dimensionamento das UHRs Coxilha Grande e Vacas Gordas

UHR		Coxilha Grande	Vacas Gordas
Reservatório superior	Cota máxima (m)	909,00	810,00
	Cota mínima (m)	887,00	760,00
Reservatório inferior	Cota máxima (m)	655,00	655,00
	Cota mínima (m)	630,00	630,00
Volume útil do reservatório superior	(hm ³)	519	1110
Perdas de carga (estimativa inicial)	Turbinamento (%)	4,0	4,0
	Bombeamento (%)	4,0	4,0
Capacidade nominal de geração de uma turbina-bomba (MW)		300	300
Número de turbinas-bombas		4	5
Rendimentos	Turbinamento (%)	90	90
	Bombeamento (%)	80	80
Temperatura da água (°C)		20	20
Aceleração da gravidade (m/s ²)		9,81	9,81
Massa específica da água (kg/m ³)		1.000	1.000
Número de pares de polos dos geradores-motores		16	24

Fonte: Elaboração própria.

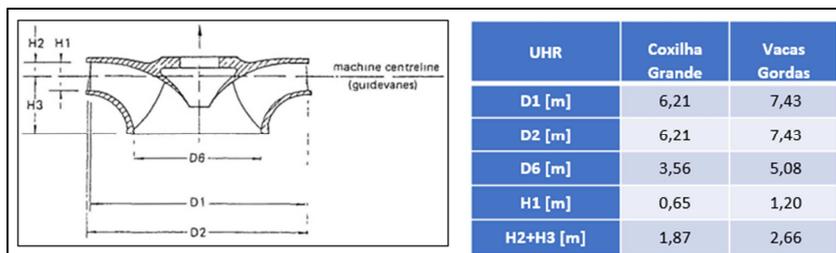
Tabela 9: Resultados dos cálculos das rotinas de pré-dimensionamento para as UHRs Coxilha Grande e Vacas Gordas

UHR		Coxilha Grande	Vacas Gordas	
Altura de queda (m)	Nominal	H_t	249	140
	Máxima	H_{tM}	274	179
	Mínima	H_{tm}	225	100
Altura de elevação (m)	Nominal	H_p	259	144
	Máxima	H_{pM}	282	181
	Mínima	H_{pm}	236	108
Vazão total (m ³ /s)	Modo turbina		554	1242
	Modo bomba		324	752
Horas de operação (h)	Turbinamento		260	248
	Bombeamento		446	410
Dias de operação (dias)	Turbinamento (8h/dia)		33	31
	Bombeamento (24h/dia)		19	17
Perdas de carga na geração (%)	Na vazão máxima		3,2	4,5
	Na vazão nominal		2,4	1,7
	Na vazão mínima		1,8	0,8
Perdas de carga no bombeamento (%)	Na vazão máxima		1,9	2,8
	Na vazão nominal		1,4	1,2
	Na vazão mínima		1,1	0,6
Razão entre as alturas de elevação máxima e mínima	H_{pM}/H_{pm}		1,19	1,68
Razão entre as alturas de elevação e de queda nominais	H_p/H_t		1,04	1,00
Razão entre a altura de elevação máxima e a nominal	H_{pM}/H_p		1,09	1,26
Rotação síncrona (rpm)	n_r		225	150

UHR			Coxilha Grande	Vacas Gordas
Rotação específica n_s (rpm)	Modo turbina	n_{st}	124	170
	Modo bomba	n_{sp}	123	170
Capacidade de bombeamento (MW)	Nominal	P_p	322	321
	Máxima	P_{pM}	336	342
Coeficiente de cavitação (coeficiente de Thoma)	σ		0,161	0,263
Pressão atmosférica no reservatório inferior (mca)	h_b		9,55	9,55
Pressão do vapor da água (mca)	h_w		0,238	0,238
Altura de sucção estática (m)	h_s		-32,4	-28,6
Perda de carga na sucção (m)	h_{fs}		0,26	0,25
Submergência da bomba (m)	H_s		32,66	28,85
Quociente entre rotação de disparo e rotação síncrona (pu)	n_f/n_r		1,4	1,5
Rotação de disparo (rpm)	n_f		319	228
Coeficiente de velocidade periférica	K_u		1,03	1,10
Velocidade da água na entrada do rotor (m/s)	V_{ip}		11,6	9,7

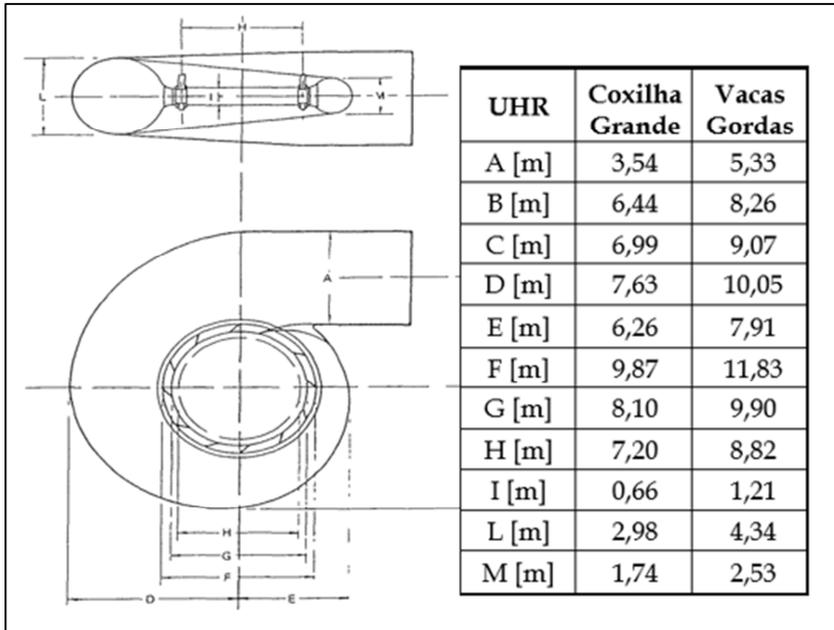
Fonte: Elaboração própria.

Figura 20: Dimensões dos rotores das turbinas-bombas das UHRs Coxilha Grande e Vacas Gordas



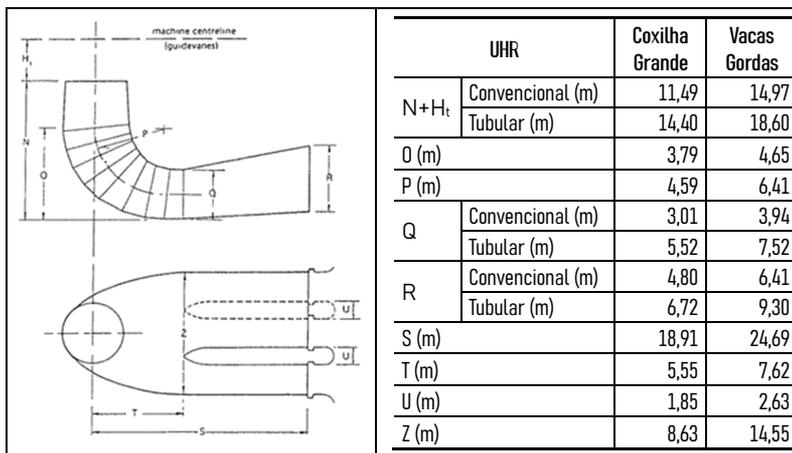
Fonte: Elaboração própria, a partir de Siervo e Lugaresi (1980).

Figura 21: Dimensões das caixas espirais das turbinas-bombas das UHRs Coxilha Grande e Vacas Gordas



Fonte: Elaboração própria, a partir de Siervo e Lugaresi (1980).

Figura 22: Dimensões dos tubos de sucção das turbinas-bombas das UHRs Coxilha Grande e Vacas Gordas



Fonte: Elaboração própria, a partir de Siervo e Lugaresi (1980).

5.5.2.2. Usinas da bacia do Rio Tocantins: Variantes da UHR Serra do Lajeado

Os dados de entrada da UHR Serra do Lajeado, nas diferentes variantes para a UHR2 (ou seja, I, II e III) e para a UHR1 são apresentados na Tabela 10. Considerando que a UHR1 é comum às três variantes, ela é denominada, nas tabelas a seguir, como “Lajeado Ponta”, e as UHR2 de cada variante são denominadas Lajeado I, Lajeado II e Lajeado III.

Tabela 10: Dados de entrada para pré-dimensionamento da UHR Serra do Lajeado

UHR		Lajeado I	Lajeado II	Lajeado III	Lajeado Ponta
Reservatório superior	Cota máxima (m)	445,00	475,00	475,00	602,00
	Cota mínima (m)	400,00	435,00	390,00	586,00
Reservatório inferior	Cota máxima (m)	212,30	212,30	212,30	212,30
	Cota mínima (m)	211,50	211,50	211,50	211,50
Volume útil do reservatório superior	(hm ³)	2.250	2.600	4.200	8
Perdas de carga (estimativa inicial)	Turbinamento (%)	4,0	4,0	4,0	4,0
	Bombeamento (%)	4,0	4,0	4,0	4,0
Capacidade nominal de geração uma turbina-bomba (MW)		280	280	280	280
Número de turbinas-bombas		10	10	10	10
Rendimentos	Turbinamento (%)	90	90	90	90
	Bombeamento (%)	80	80	80	80
Temperatura da água (°C)		20	20	20	20
Aceleração da gravidade (m/s ²)		9,81	9,81	9,81	9,81
Massa específica da água (kg/m ³)		1.000	1.000	1.000	1.000
Número de pares de polos dos geradores-motores		17	16	16	16

Fonte: Elaboração própria.

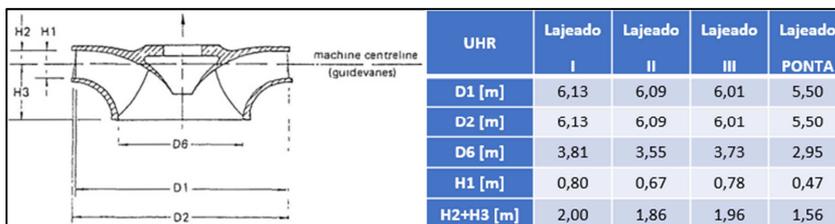
Abaixo, a Tabela 11 expõe os resultados de cálculos oriundos das rotinas e dos procedimentos de pré-dimensionamento, enquanto que as Figuras 23, 24 e 25 apresentam as dimensões dos rotores, das caixas espirais e dos tubos de sucção das turbinas-bombas das variantes da UHR Serra do Lajeado.

Tabela 11: Resultados dos cálculos das rotinas de pré-dimensionamento da UHR Serra do Lajeado

UHR		Lajeado I	Lajeado II	Lajeado III	Lajeado Ponta	
Altura de queda (m)	Nominal	H_t	205	236	215	371
	Máxima	H_{tM}	229	258	260	380
	Mínima	H_{tm}	180	215	169	362
Altura de elevação (m)	Nominal	H_p	214	247	224	389
	Máxima	H_{pM}	236	267	266	397
	Mínima	H_{pm}	192	227	183	381
Vazão total (m³/s)	Modo turbina		1569	1359	1498	324
	Modo bomba		927	796	891	186
Horas de operação (h)	Turbinamento		398	531	779	7
	Bombeamento		675	907	1309	12
Dias de operação (dias)	Turbinamento (8h/dia)		50	66	97	-
	Bombeamento (24h/dia)		28	38	55	-
Perdas de carga na geração (%)	Na vazão máxima		4,1	8,1	4,9	3,3
	Na vazão nominal		2,8	6,6	2,5	3,0
	Na vazão mínima		2,0	5,6	1,4	2,8
Perdas de carga no bombeamento (%)	Na vazão máxima		2,3	4,6	2,7	1,8
	Na vazão nominal		1,7	3,9	1,5	1,7
	Na vazão mínima		1,2	3,3	0,9	1,6
Razão entre as alturas de elevação máxima e mínima	H_{pM}/H_{pm}		1,23	1,17	1,46	1,04
Razão entre as alturas de elevação e de queda nominais	H_p/H_t		1,04	1,05	1,04	1,05
Razão entre a altura de elevação máxima e a nominal	H_{pM}/H_p		1,10	1,08	1,19	1,03
Rotação síncrona (rpm)	n_r		212	225	225	300
Rotação específica n_s (rpm)	Modo turbina	n_{st}	145	128	144	109
	Modo bomba	n_{sp}	144	127	143	107
Capacidade de bombeamento (MW)	Nominal	P_p	309	305	304	381
	Máxima	P_{pM}	321	317	326	386
Coefficiente de cavitação (coeficiente de Thoma)	σ		0,202	0,164	0,217	0,122
Pressão atmosférica no reservatório inferior (mca)	h_b		10,05	10,05	10,05	10,05
Pressão do vapor da água (mca)	h_w		0,238	0,238	0,238	0,238
Altura de sucção estática (m)	h_s		-33,4	-30,6	-38,7	-37,7
Perda de carga na sucção (m)	h_{fs}		0,15	0,26	0,24	0,60
Submersão da bomba (m)	H_s		33,55	30,9	38,9	38,30
Quociente entre rotação de disparo e rotação síncrona (pu)	n_f/n_r		1,5	1,4	1,5	1,4
Rotação de disparo (rpm)	n_f		310	321	329	415
Coefficiente de velocidade periférica	K_w		1,05	1,03	1,07	0,99
Velocidade da água na entrada do rotor (m/s)	v_{ip}		9,9	11,0	9,9	12,8

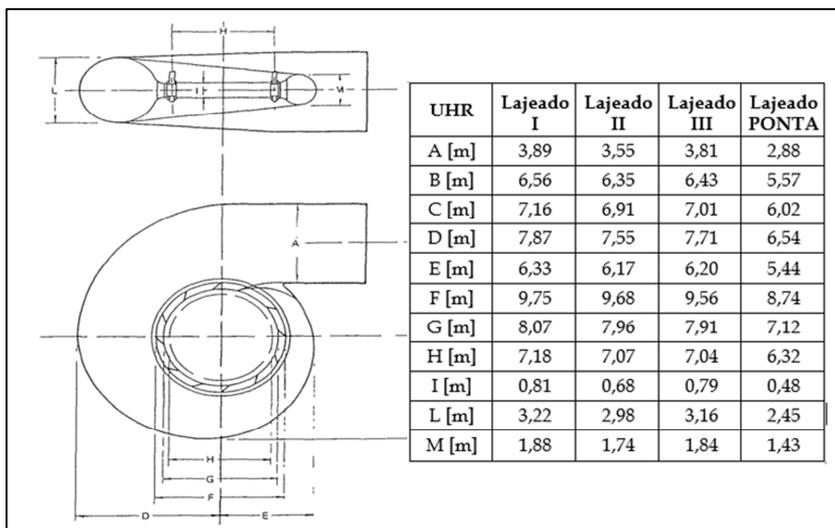
Fonte: Elaboração própria.

Figura 23: Dimensões dos rotores das turbinas-bombas da UHR Serra do Lajeado



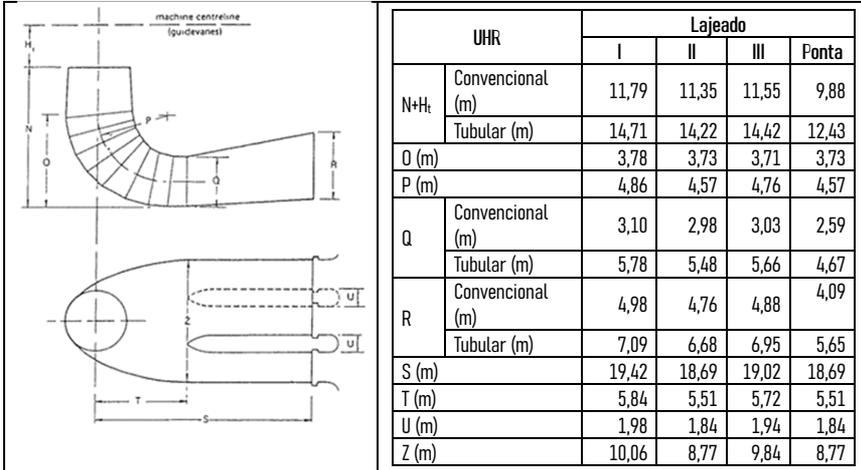
Fonte: Elaboração própria, a partir de Siervo e Lugaresi (1980).

Figura 24: Dimensões das caixas espirais das turbinas-bombas da UHR Serra do Lajeado



Fonte: Elaboração própria, a partir de Siervo e Lugaresi (1980).

Figura 25: Dimensões dos tubos de sucção das turbinas-bombas da UHR Lajeado



Fonte: Elaboração própria, a partir de Siervo e Lugaresi (1980).

5.5.2.3. Pré-dimensionamento dos diâmetros dos circuitos hidráulicos: Exemplo da UHR Coxilha Grande

À guisa de exemplo, esta subseção apresenta a sequência de cálculos utilizada no pré-dimensionamento dos diâmetros dos componentes do circuito hidráulico da UHR Coxilha Grande. Barbosa *et al.* (2021) descrevem cálculos semelhantes realizados para as demais configurações de UHRs pré-dimensionadas neste estudo.

Os túneis de adução da UHR Coxilha Grande são longos, contendo 6.694 metros. Portanto, os diâmetros equivalentes dos túneis devem ser grandes, com a finalidade de minimizar as perdas de carga ocasionadas pelo escoamento da água neles.

Utilizando a equação (25), com o comprimento do túnel de adução supracitado e assumindo que o mesmo é revestido de concreto, a altura de queda bruta mínima de 232 metros, referente a condição em que se requer a vazão turbinada máxima de 151 m³/s, e um valor de K igual a 68,447, retirado da Tabela 3, obtém-se um diâmetro equivalente econômico de 952 centímetros, o qual, arredondado, equivale a 9,5 metros.

No entanto, este valor do diâmetro ainda acarreta um custo de construção elevado para o longo túnel de adução. Foram, então, simulados os valores de 9 metros, 8 metros, 7 metros, 6 metros e 5,5 metros,

e computados tanto a perda de carga total correspondente, em relação à altura de queda associada à vazão turbinada máxima, quanto o custo de construção do túnel. A melhor solução de compromisso resultou para o diâmetro de 8 metros, o que acarreta uma perda de carga relativa à altura de queda de 3,2%, inferior ao limite de 4% usualmente adotado em estudos de pré-dimensionamento. Deste modo, com o diâmetro de 8 metros, possibilita-se uma redução de 30,5% no custo do túnel de adução, se comparado com um diâmetro equivalente de 9,5 metros.

Destaca-se que o valor adotado (8,0 metros) do diâmetro do túnel de adução está abaixo de 10,7 metros, limite máximo recomendado por EPRI (1990) e adotado pela EPE (2019). Para este valor do diâmetro (8,0 metros), tem-se uma velocidade máxima do escoamento nos túneis de adução de 3,0 m/s, o qual é superior ao valor mínimo de 0,5 m/s, sugerido por Jacobsson (2019), e inferior ao valor máximo de 7,0 m/s, recomendado por *Power Resources Office, Bureau of Reclamation e United States Department of the Interior* (2013). Além disso, a velocidade de 3,0 m/s é compatível com túneis revestidos de concreto projetado (Pereira, 2015).

Utilizando a equação (23) com a vazão turbinada máxima de 151 m³/s e a altura de queda correspondente de 232 metros, encontra-se um diâmetro econômico de 5,57 metros para os poços forçados da UHR Coxilha Grande. Por outro lado, o cálculo deste diâmetro econômico através da equação (24), empregando a capacidade instalada da turbina reversível de 300.000 kW e a altura de queda nominal de 256 metros, resulta em 5,0 metros.

Conforme sugerido por EPRI (1990) e adotado pela EPE (2019), assume-se, aqui, um comprimento de revestimento de aço nos poços forçados correspondente a 25% da queda bruta máxima, medido a partir da casa de força. Assim, adotando um diâmetro de 5 metros para este trecho dos poços, ter-se-á uma velocidade máxima do escoamento de 7,8 m/s, a qual é inferior ao limite de 8 m/s, recomendado pela Eletrobras (2003).

No restante dos poços forçados, que serão revestidos de concreto, adota-se um diâmetro de 5,5 metros, de modo que, neste trecho, a velocidade máxima do escoamento será de 6,4 m/s, sendo inferior ao limite de 7 m/s, sugerido pela Eletrobras (2003).

Deve-se, também, comparar estas velocidades do escoamento nos poços forçados da UHR Coxilha Grande com os valores recomendados na Tabela 2, em função das alturas de queda ou de elevação máximas. Esta UHR possui alturas de queda e de elevação bruta má-

ximos de 279 metros, para a qual a Tabela 2 recomenda uma velocidade de escoamento de 7,3 m/s, que é aderente com a média das velocidades máximas encontradas nos dois trechos dos poços forçados aqui pré-dimensionados.

O diâmetro equivalente dos túneis de restituição/sucção da UHR Coxilha Grande pode ser definido a partir das velocidades máximas recomendadas na Tabela 2 para este tipo de túnel, em função das alturas de queda ou de elevação máximos. Neste sentido, para uma altura de elevação líquida máxima de 290 metros, a Tabela 2 indica uma velocidade de escoamento no túnel de sucção de 2,2 m/s. Consequentemente, com a finalidade de não se ultrapassar esta velocidade durante o turbinamento da vazão máxima, o diâmetro equivalente do túnel de sucção deve ser de 9,4 metros.

5.5.2.4. Pré-dimensionamento das tomadas d'água: Exemplo da UHR Coxilha Grande

Barbosa *et al.* (2021) utilizaram a metodologia do manual de Critérios de Projeto Civil de Usinas Hidrelétricas da Eletrobrás (2003) no pré-dimensionamento das tomadas d'água das UHRs analisadas neste estudo. Esta subseção apresenta, como um exemplo, os resultados obtidos com a aplicação desta metodologia nas tomadas d'água da UHR Coxilha Grande.

A seguir, a Tabela 12 apresenta as principais grandezas calculadas no processo de pré-dimensionamento das tomadas d'água da UHR Coxilha Grande, bem como as dimensões obtidas com os cálculos.

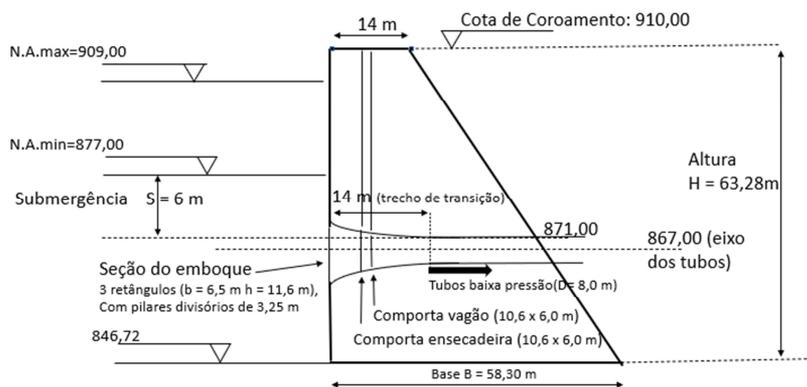
Tabela 12: Grandezas utilizadas e resultados obtidos no pré-dimensionamento das tomadas d'água da UHR Coxilha Grande

Q (m ³ /s)	151,00
V _{grade} (m/s)	2,0
A _{grade} (m ²)	75,50
V _{comp} (m/s)	2,37
A _{comp} (m ²)	63,84
K	0,7245
d (m)	8,0
s _{min} (m)	4,8
s (m)	6,0
h _{grade} (m)	11,6
b _{grade} (m)	6,5
h _{comporta} (m)	10,6
b _{comporta} (m)	6,0

Fonte: Elaboração própria.

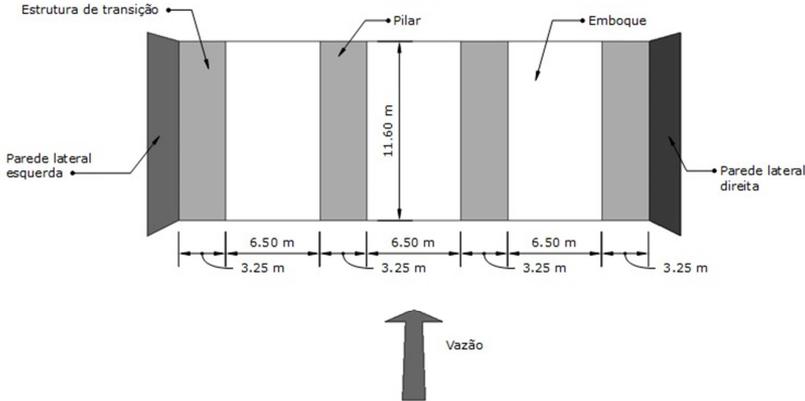
A Figura 26 mostra a vista em corte da tomada d'água da UHR Coxilha Grande com suas respectivas medidas, enquanto que a Figura 27 exhibe a vista frontal do emboque desta tomada d'água.

Figura 26: Vista em corte da tomada d'água da UHR Coxilha Grande



Fonte: Elaboração própria.

Figura 27: Vista frontal do emboque da tomada d'água da UHR Coxilha Grande



Fonte: Elaboração própria.

5.5.2.5. Pré-dimensionamento da chaminé de equilíbrio da UHR Coxilha Grande

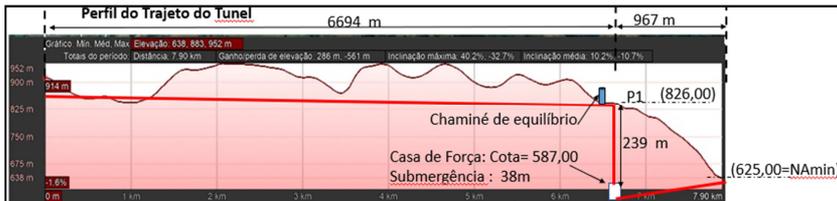
A chaminé de equilíbrio visa atenuar as sobrepressões e as subpressões nos condutos forçados e nos equipamentos eletromecânicos, diante de transientes hidráulicos que são formados nas manobras de fechamento ou abertura de válvulas de admissão e controle das turbinas-bombas, principalmente, ou em caso de desligamento abrupto das turbinas-bombas, em especial no modo de operação como bombas. Trata-se de um fenômeno já bem conhecido e equacionado, seja por meio de modelagem numérica (ex. técnica de diferenças finitas para resolução da equação diferencial do movimento variável que governa o fluxo e as variações de pressão no circuito hidráulico), seja por meio de técnicas mais expeditas, que tem validade para fins de pré-dimensionamento ou estudos de inventário.

Conforme recomendado pela Eletrobrás (2003), é necessária a instalação de uma chaminé de equilíbrio no circuito de geração de usinas hidrelétricas nos casos em que $L/H > 4$, onde L é o comprimento dos dutos ou túneis unindo as tomadas d'água com as turbinas e H é a altura de queda nominal.

Na UHR Coxilha Grande, $L = 7.894$ metros e $H = 274$ metros. Logo, a relação L/H é igual a 28,8, requerendo-se, por conseguinte, a colocação de uma chaminé de equilíbrio, a qual foi posicionada na

extremidade final do trecho de baixa pressão, conforme indicado na Figura 28, abaixo. Trata-se da única UHR, dentre as selecionadas neste estudo, que requer uma chaminé de equilíbrio, por conta da longa extensão dos túneis entre o reservatório superior e o reservatório inferior (Rio Pelotas).

Figura 28: Relevo, circuito hidráulico e chaminé de equilíbrio da UHR Coxilha Grande



Fonte: Elaboração própria.

Quanto às dimensões mínimas de uma chaminé de equilíbrio de forma cilíndrica posicionada na vertical, duas condições devem ser atendidas (Barbosa *et al.*, 2021). A primeira é a Condição de Sparre, que visa garantir a reflexão das ondas transientes que chegam à chaminé e, assim, propiciar uma proteção satisfatória ao conduto de adução. Deste modo, a área da seção transversal da chaminé, A_{ch} , deve ser maior do que a área da seção transversal do duto ou túnel de adução de baixa pressão, A , de modo que $A_{ch} > A$.

A segunda é a Condição de Thoma, que busca garantir a estabilidade da chaminé e exige uma área mínima para esta ($A_{ch_{min}}$), dada pela equação (33):

$$A_{ch_{min}} = \frac{V^2}{2g} \cdot \frac{A \cdot L}{h_f \cdot (H - h_f)} \quad (33)$$

onde:

- V é a velocidade da água no duto ou túnel de adução (m/s);
- A é a área da seção transversal do duto ou túnel de adução (m^2);
- L é o comprimento do duto ou túnel de adução (m);
- H é a queda bruta mínima (m); e
- h_f é a perda de carga no trecho de adução (m).

Na UHR Coxilha Grande, tem-se $L = 6.694$ metros, $Q = 151$ m³/s e $H = 225$ metros, sendo que o diâmetro do túnel de adução é $D = 8$ metros. Logo, $A = 50,26$ m² e $V = Q/A = 3,00$ m/s. A perda de carga

no trecho de adução, calculada pela fórmula de Darcy-Weisbach, é $h_f = 3,94$ metros. Portanto, substituindo estes valores na equação (33), obtém-se uma área mínima da chaminé igual a 177,2 metros.

Sendo um cilindro vertical, o diâmetro da base da chaminé (Dch_{min}) é dado pela equação (34):

$$Dch_{min} = \sqrt{\frac{4 \cdot Ach_{min}}{\pi}} = 15 \text{ m} \quad (34)$$

Por sua vez, segundo Cardoso Junior (2015), a altura máxima de elevação, Hch , é dada pela equação (35):

$$Hch_{min} = \sqrt{\frac{A \cdot L}{g \cdot Ach_{min}}} \cdot V = 41,73 \text{ m} \quad (35)$$

Adota-se $Hch = 42$ metros.

5.5.2.6. Cálculo das perdas de carga nos circuitos hidráulicos:

Exemplo da UHR Coxilha Grande

As perdas de carga em cada circuito hidráulico da UHR Coxilha Grande foram calculadas para as vazões máximas, nominais e mínimas de turbinagem e de bombeamento. Portanto, nesta subseção, estão detalhados os resultados para as vazões máximas de turbinagem, de 151 m³/s, e de bombeamento, de 111 m³/s. Barbosa *et al.* (2021) descrevem os cálculos semelhantes realizados para as demais vazões e para as outras configurações de UHRs pré-dimensionadas neste estudo.

Os quatro túneis de adução da UHR Coxilha Grande têm um diâmetro equivalente a 8 metros e um comprimento de 6.694 metros.

A tomada de água no início dos túneis de adução provoca três tipos de perdas de carga, devido à aceleração do fluxo de água, às perdas na grade e às perdas nos nichos das comportas de emergência. Na vazão máxima de turbinagem, estas perdas representam um total de 0,28 metros de coluna de água (mca).

As perdas distribuídas ao longo do comprimento do túnel de adução correspondem a 3,94 mca, para esta vazão.

Conforme apresentado na subseção anterior, devido ao longo comprimento do túnel de adução em relação à altura de queda da UHR, há a necessidade de se utilizar uma chaminé de equilíbrio, que provoca uma perda de carga de 0,9 mca para a vazão máxima de turbinagem.

Na transição entre o túnel de adução e o poço forçado, há uma curva de 90° e uma contração súbita de área. A perda de carga associ-

ada à curva de 90°, de 0,14 mca, é debitada nas perdas do túnel de adução, que atingem, no total, 4,46 mca, enquanto que a perda de carga na contração súbita de área, de 0,08 mca, é debitada ao poço forçado.

Os poços forçados da UHR possuem um comprimento de 239 metros. Conforme mencionado anteriormente, assumiu-se, nos projetos de UHRs aqui analisados, um comprimento de revestimento de aço nos poços forçados correspondente a 25% da altura de queda bruta máxima, medido a partir da casa de força. Uma vez que esta altura de queda na UHR Coxilha Grande é 279 metros, o trecho dos poços revestido de aço é 70 metros. O diâmetro deste trecho, por sua vez, equivale a 5 metros e a perda de carga distribuída que nele ocorre é 0,38 mca. Os restantes 169 metros dos poços forçados são revestidos de concreto e possuem um diâmetro de 5,5 metros, nos quais ocorre uma perda de carga de 0,69 mca. Além disso, entre estes dois trechos dos poços forçados, há uma redução gradual do diâmetro de 5,5 metros para 5 metros, que ocasiona uma perda de carga de 0,14 mca¹.

Assumindo que as turbinas reversíveis sejam de eixo vertical, o que é usual para máquinas do porte daquelas da UHR Coxilha Grande, é necessária uma curva de 90° na saída do poço forçado, que ocasiona uma perda de carga de 0,84 mca.

Após a curva de 90°, há uma válvula de esfera, essencial na transição do modo turbinagem para o modo bombeamento e vice-versa, que causa uma perda de carga de 0,08 mca, e uma redução gradual do duto de aço até atingir o diâmetro da entrada da voluta das turbinas, que provoca uma perda de carga de 0,33 mca.

A soma das perdas de carga nos poços forçados até as entradas das turbinas resulta em 2,74 mca. Ao se adicionar as perdas nos túneis de adução, tem-se uma perda de carga total no circuito de adução das turbinas, em seu modo geração, de 7,31 mca.

Na saída do tubo de sucção das turbinas reversíveis, há uma ampliação gradual, em concreto, de um diâmetro de 6,72 metros, na opção tubular, para o diâmetro equivalente de 9,4 metros no túnel de sucção (túnel de restituição, no modo de geração das turbinas). A perda de carga correspondente é 0,06 mca. O comprimento do túnel de restituição é de 1200 m e seu diâmetro equivalente é 9,4 m. A perda de carga produzida neste túnel é de 0,31 mca.

¹ Resultado obtido utilizando a média dos diâmetros maior e menor.

A descarga do fluxo no reservatório inferior ocorre em uma estrutura semelhante à tomada de água, contendo grade e comportas de emergência. A única diferença é que, nesta estrutura, há uma desaceleração do escoamento, ao invés de uma aceleração, como na tomada de água. A soma das perdas de carga devido a esta desaceleração, grade e nichos da comporta de emergência é 0,10 mca, totalizando uma perda de 0,46 mca no túnel de restituição.

Somando estas perdas às calculadas para o circuito de adução, equivalentes a 7,00 mca, obtém-se 7,46 mca, que representa 3,2 % da altura de queda bruta nominal quando se tem a vazão máxima. Deste total de perdas, 52,8% ocorrem no longo trecho reto do túnel de adução.

No bombeamento, o fluxo de água atravessa os mesmos trechos retos e singularidades descritos nesta subseção, porém em sentido inverso. No que diz respeito ao cálculo de perdas de carga, as principais diferenças em relação ao fluxo de água durante a geração são que as reduções graduais viram expansões graduais, as expansões graduais se tornam reduções graduais, a contração súbita vira expansão súbita, o órgão de descarga do fluxo no reservatório inferior se torna tomada de água, a tomada de água no reservatório superior vira o órgão de descarga e, sobretudo, a vazão máxima de bombeamento na UHR Coxilha Grande é bem menor do que a vazão máxima de turbinagem.

As perdas de carga para a vazão máxima de bombeamento de 111 m³/s, no túnel de sucção, no trecho entre a saída das turbinas operando como bombas e a passagem para o túnel de recalque e no túnel de recalque, são 0,26 mca, 1,67 mca e 2,38 mca, respectivamente. Portanto, a perda total no circuito de recalque é 4,05 mca e a perda de carga total durante o bombeamento é 4,31 mca, ou seja, 1,9% da altura de elevação bruta mínima. Do total de perdas, 49,6% ocorrem no longo trecho reto do túnel de recalque.

5.5.2.7. Pré-dimensionamento dos vertedores: Exemplo da UHR Coxilha Grande

Barbosa *et al.* (2021) utilizaram a metodologia apresentada na Subseção 5.4.4 no pré-dimensionamento dos vertedores das UHRs analisadas neste estudo. Assim, a presente subseção apresenta, como um exemplo, os resultados obtidos com a aplicação desta metodologia nos vertedores da UHR Coxilha Grande. Neste sentido, a Tabela 13

mostra os dados de entrada e o resultado para o cálculo da vazão contribuinte máxima da área de drenagem da usina, $Q_{max\ bd}$.

Tabela 13: Dados de entrada e resultado do cálculo da vazão contribuinte máxima da área de drenagem da UHR Coxilha Grande

A (km²)	C	Amortecimento	$Q_{max\ bd}$ (m³/s)
756	60	90%	3.357,37

Fonte: Elaboração própria.

Adicionando a vazão máxima de bombeamento, Q_{bmax} , à $Q_{max\ bd}$, obtém-se a vazão de projeto do vertedor, Q_p , conforme exposto na Tabela 14, a seguir.

Tabela 14: Vazões máximas da área de drenagem e de bombeamento e vazão de projeto do vertedor da UHR Coxilha Grande

$Q_{max\ bd}$ (m³/s)	Q_{bmax} (m³/s)	Q_p (m³/s)
3.357,37	444,00	3.801,37

Fonte: Elaboração própria.

A carga de projeto do vertedor foi definida em 10 metros. Deste modo, substituindo na equação (32) esta carga, a vazão de projeto do vertedor e seu coeficiente de descarga, obtém-se a largura inicial total da soleira, $L_{total\ inicial}$, indicada na Tabela 15.

Tabela 15: Vazão de projeto, carga na soleira, coeficiente de descarga e largura inicial total da soleira do vertedor da UHR Coxilha Grande

Q_p (m³/s)	H_d (m)	C	$L_{total\ inicial}$ (m)
3.801,37	10,0	2,180	55,05

Fonte: Elaboração própria.

Por fim, ao assumir uma largura de vão no vertedor de 10 metros, tem-se um número estimado de vãos igual a 5,5, que, arredondado, resulta em 6 vãos, requerendo 5 pilares (Tabela 16). Todavia, a largura inicial do vertedor precisa ser corrigida para considerar o efeito dos pilares no escoamento. Portanto, o valor corrigido, $L_{total\ corrigida}$, está indicado na Tabela 17, abaixo.

Tabela 16: Número de vãos e número de pilares no vertedor da UHR Coxilha Grande

Número estimado de vãos	Número adotado de vãos	Número de pilares
5,50	6	5

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 17: Larguras inicial e corrigida do vertedor da UHR Coxilha Grande

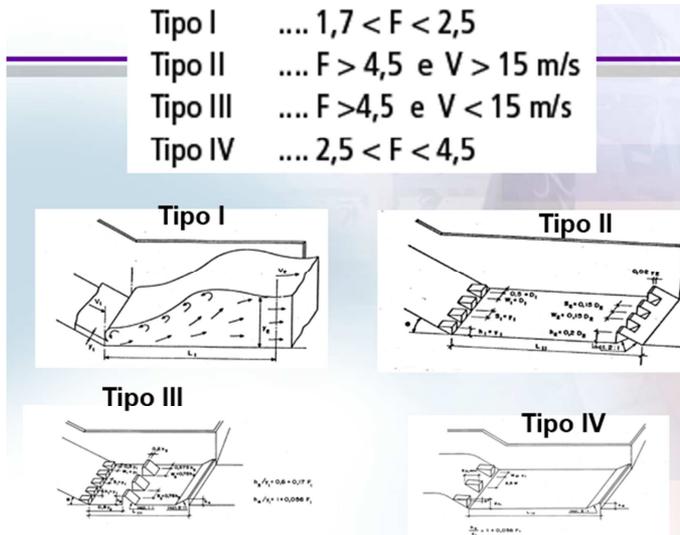
$L_{total\ inicial}$ (m)	Número de pilares	k_a	k_p	$L_{total\ corrigida}$ (m)
55,05	5	0,10	0,02	72,40

Fonte: Elaboração própria.

A metodologia utilizada por United States Department of the Interior (1984) para escolher o tipo de bacia de dissipação, que foi adotada neste estudo, requer o cálculo do número de Froude de montante (Fr) e da velocidade no pé do vertedor (V). Esta última depende da altura de queda máxima do fluxo do vertedor e da lâmina de água a jusante do canal de fuga. A lâmina de água foi fixada em 4 metros para todas as UHRs pré-dimensionadas, enquanto a altura da queda foi definida como sendo a mesma da altura da barragem. Na UHR Coxilha Grande, isto resultou em um valor de V de 35,44 m/s.

Já o número de Froude depende de V e da lâmina de água no pé do vertedor, Y , que, por seu turno, é função de V , $L_{total\ corrigida}$ e Q_p . Utilizando estes três últimos valores, já calculados para a UHR Coxilha Grande, obtém-se $Y = 1,48$ metros e $Fr = 9,29$. Deste modo, para $V = 35,44$ m/s e $Fr = 9,29$, a metodologia do United States Department of the Interior (1984) recomenda o uso de uma bacia de dissipação do Tipo II, conforme apresentado na Figura 29.

Figura 29 Tipos de bacias de dissipação e critérios de adoção



Fonte: Elaboração própria, a partir de *United States Department of the Interior* (1984).

Referências Bibliográficas

- Barbosa, P.; Adelaide, M.; Bajay, S.; Yasuoka, J.; Pinheiro, V. Projeto Cooperado PD-00642-2705/2019 “Usinas hidrelétricas reversíveis combinadas com hidrelétricas em cascata e seus benefícios para a gestão do setor elétrico brasileiro”. Etapa 4 - Detalhamento preliminar de um projeto de UHR levando em conta aspectos tecnológicos, de custos, ambientais, sociais e de viabilidade financeira, Relatório nº 11, p. 321, 2021.
- Eletrobras. Critérios de Projeto Civil de Usinas Hidrelétricas. Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras, Rio de Janeiro, 2003.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Estudos de inventário de usinas hidrelétricas reversíveis - Metodologia e resultados preliminares para o Estado do Rio de Janeiro, Nota Técnica EPE-DEE-NT-006/2019-r0. Ministério de Minas e Energia, Rio de Janeiro, 2019.
- Fox, R. W.; Pritchard, P. J.; McDonald, A. T. Introdução à Mecânica dos Fluidos. LTC - Livros Técnicos e Científicos Editora Ltda., Sétima Edição, Rio de Janeiro, 2010.

- Jacobsson, T. V. F. Projeto conceitual do sistema hidráulico de uma usina hidrelétrica. Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia Mecânica da Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019.
- JICA, Japan International Cooperation Agency. Guideline and Manual for Hydropower Development Vol. 1 - Conventional Hydropower and Pumped Storage Hydropower. Tóquio, Japão, 2011.
- Moody, L. F. Friction factor for pipe flow. *Trans. ASME*, 1944.
- Pereira, G. M. Projeto de Usinas Hidrelétricas - Passo a Passo. Oficina de Textos, São Paulo, 2015.
- Pérez-Díaz, J. I.; Cavazzini, G.; Blázquez, F.; Platero, C.; Fraile-Ardanuy, J.; Sánchez, J. A.; Chazarra, M. Technological developments for pumped-hydro energy storage. Technical Report, Mechanical Storage Subprogramme, Joint Programme on Energy Storage, European Energy Research Alliance, 2014.
- Power Resources Office. Pumped Storage Evaluation Special Study - Yellowtail, Seminole and Trinity Sites. Final Phase 2 Report, Power Resources Office, Bureau of Reclamation, United States Department of the Interior, Denver, EUA, 2013.
- Schreiber, G. P. Usinas Hidrelétricas. Editora Edgard Blücher Ltda., São Paulo, 1978.
- Siervo, F.; Lugaresi, A. Modern trends in selecting and designing reversible Francis pump-turbines. *Water Power & Dam Construction*, pp. 33-42, 1980.
- Stelzer, R. S.; Walters, R. N. Estimating reversible pump-turbine characteristics. Engineering Monograph No. 39. Engineering and Research Center, Bureau of Reclamation, United States Department of the Interior, 1977.
- Swamee, S. K.; Swamee N. Full-range pipe-flow equations. *Journal of Hydraulic Research* vol. 45, n° 6, pp. 841-843, 2007.
- United States Department of Interior. Hydraulic design of stilling basins and energy dissipators. 1984. Disponível em: https://www.usbr.gov/tsc/techreferences/hydraulics_lab/pubs/EM/EM25.pdf.
- Voith. Planejamento de Usinas Reversíveis - Tópicos Relevantes. 2018.

Capítulo 6

Viabilidade Econômica das Usinas Hidrelétricas Reversíveis para o Setor Elétrico Brasileiro

*Roberto Brandão
Murilo de Miranda
Fabio Diuana
Gabriel Castro
Julian Hunt
Camila Vieira
Ana Carolina Católico.*

Tendo em vista o barateamento e o conseqüente forte crescimento das fontes renováveis intermitentes, sobretudo as energias eólica e solar, bem como a progressiva redução da participação das usinas hidrelétricas convencionais (UHEs) na matriz elétrica brasileira, as usinas hidrelétricas reversíveis (UHRs) são uma alternativa importante para garantir a controlabilidade e a eficiência na geração do Sistema Interligado Nacional (SIN). Porém, a viabilidade econômica das UHRs precisa ser comprovada para que estas usinas sejam incluídas formalmente no planejamento da expansão e para que seja possível justificar mudanças no arcabouço regulatório que viabilizem e incentivem os investimentos neste tipo de tecnologia no SIN.

Neste contexto, o presente capítulo tem como objetivo central avaliar a viabilidade econômica das UHRs para a expansão do sistema elétrico brasileiro. Esta análise foi realizada através de um modelo de planejamento integrado da expansão e da operação do sistema, que contempla como candidatos, além dos projetos previstos pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2029, algumas UHRs identificadas no Capítulo 5 deste livro. Os resultados foram contundentes e, em resumo, foi demonstrado que as UHRs fazem parte da expansão ao mínimo custo do SIN na década de 2030, em um contexto de forte aumento da participação das fontes renováveis não controláveis.

Em termos metodológicos, o modelo desenvolvido utilizou como base a configuração do sistema do PDE 2029 e avaliou a viabilidade econômica de cinco UHRs pré-selecionadas como candidatas à expansão do SIN na década de 2030, quando se estima que será possível a efetiva entrada em operação das primeiras usinas deste tipo no Brasil, em competição com outros projetos candidatos à expansão, com características idênticas às que constam no Plano.

Para descrever o processo desta análise da viabilidade econômica, este capítulo está dividido em cinco seções, além desta introdução e das conclusões. A Seção 6.1 apresenta a metodologia utilizada para modelagem da expansão e operação do SIN. A Seção 6.2 descreve como o SIN foi representado no modelo de otimização adotado para simular a expansão e a operação do sistema, incluindo os projetos candidatos de UHRs. A Seção 6.3 traz os resultados da aplicação da metodologia para o planejamento da expansão do SIN no horizonte de 2039, considerando os projetos candidatos de UHRs. A Seção 6.4, por sua vez, detalha a operação por meio dos resultados de uma simulação do sistema com granularidade temporal horária, enquanto que a Seção 6.5 apresenta um resumo da simulação integrada de expansão e operação do SIN para o horizonte de 2039. Por fim, encerra-se o capítulo com as principais conclusões sobre a avaliação da viabilidade econômica das UHRs no SIN.

Ressalta-se que o modelo de expansão utilizado se restringiu ao aspecto econômico, sem considerar qualquer tipo de valoração de atributos ambientais das diversas fontes. Também é importante destacar que as análises deste capítulo subsidiam as discussões dos próximos dois capítulos, que tratarão de aspectos financeiros e regulatórios relacionados à viabilização das UHRs no Brasil.

6.1. Metodologia

Esta seção aborda sucintamente os principais aspectos da metodologia utilizada para a realização das análises de viabilidade econômica das UHRs¹. A metodologia aplicada neste estudo de caso consistiu em simular um problema de expansão em um horizonte de longo prazo,

¹ Para maiores detalhes, o arcabouço metodológico completo está disponibilizado para consulta no site do projeto que deu origem a este livro: <https://projetouhr.com.br/>.

tendo as UHRs como empreendimentos candidatos à expansão. Considerou-se, como horizonte para esta análise, o período final da década de 2030, pois se assumiu que não haveria tempo hábil para implantação de UHRs antes disso, haja vista a inexistência de projetos desta tecnologia aptos a serem leiloados e o longo ciclo entre os estudos iniciais e a entrada em operação de empreendimentos hídricos.

Assim, considerou-se, como ponto de partida, a configuração final do PDE 2029 e os custos de projetos candidatos à expansão da geração e transmissão do próprio, além de um conjunto de UHRs apresentadas no Capítulo 5. A partir do resultado obtido no problema da expansão do sistema, analisou-se como seria a operação do mesmo em base horária com esta configuração e qual seria a receita esperada das usinas do plano de expansão, incluindo as UHRs e considerando apenas o mercado de energia de curto prazo.

6.1.1. Modelo Plexos

Como ferramenta para execução deste estudo de caso, foi utilizado o *software* Plexos, na versão 8.3. O Plexos é um *software* de otimização de sistemas energéticos desenvolvido pela Energy Exemplar e é utilizado em análises do planejamento da operação, da expansão e da confiabilidade de sistemas elétricos, regularmente, por várias instituições de pesquisa internacionais, como *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), dos EUA, e *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSOE-E).

A ferramenta apresenta quatro módulos principais que podem ser executados de forma encadeada, quais sejam, LT (*Long Term* - Longo Prazo), MT (*Medium Term* - Médio Prazo), PASA (cronograma de manutenção e confiabilidade) e ST (*Short Term* - Curto Prazo). O módulo de longo prazo (LT) é projetado para definir a expansão ótima do parque gerador e calcula simultaneamente a operação do sistema com algumas simplificações. O módulo de médio prazo (MT) simula a operação do sistema ao longo de um período que atinge vários anos, em resolução temporal que pode ir de diária a trimestral. O Módulo PASA, por sua vez, pode ser utilizado para elaborar um cronograma ótimo de manutenções programadas e para calcular indicadores de confiabilidade do sistema. Finalmente, o módulo de curto prazo (ST) resolve o problema da operação de forma mais detalhada, considerando restrições cronológicas, *unit commitment*, entre outras, através do cálculo do despacho e dos preços, em intervalos temporais que podem ser horários ou menores.

Nota-se, contudo, que algumas restrições e condições de operação de horizonte maior não são possíveis de serem consideradas pela simulação de curto prazo. Por exemplo, caso seja executada a simulação ST isoladamente, as usinas hidrelétricas com reservatório de grande capacidade tendem a ser totalmente deplecionadas, pois, considerando apenas um curto horizonte de simulação, não há custos ao se utilizar toda a água disponível, que poderia ser melhor aproveitada em uma situação futura.

Para corrigir esse problema, o módulo de curto prazo deve ser rodado de forma integrada a um módulo de prazo maior (LT ou MT), que elabora uma estratégia ótima de gestão de reservatórios e outras maneiras de armazenamento. Essa estratégia é repassada para a simulação de curto prazo na forma de metas de armazenamento ou de preços sombra para a água em cada reservatório, de modo a permitir a tomada de decisões de operação de curto prazo, respeitando o valor da água ou as metas de armazenamento em um horizonte mais dilatado.

6.1.2. Montagem da base de dados

A construção da base de dados com as características do sistema modelado incluiu a representação das unidades de geração e transmissão de energia, dos recursos energéticos do sistema e das expectativas para expansão do sistema em termos de demanda, bem como dos projetos candidatos à expansão da geração e da transmissão. A forma de representação do sistema no Plexos consiste na inserção dos elementos e das informações por meio das configurações de *Objects*, *Memberships* e *Properties*. Os *Objects* objetivam definir os objetos ou elementos presentes na rede, os *Memberships* visam definir os relacionamentos existentes entre os objetos, enquanto que os *Properties* são as informações e os parâmetros relativos a cada objeto (Castro, 2015).

No Plexos, todo o tipo de fonte de geração é modelado por meio de uma mesma classe de objetos, denominada *Generators*. Esta classe de objetos permite que sejam imputadas informações relacionadas a dados de potência, fator de capacidade, custos e tempo de partida, valores de rampa de carga, taxas de indisponibilidade programadas e forçadas, entre outras características das máquinas de geração.

Para distinguir o tipo de gerador, o próprio modelo realiza a inferência através dos dados e dos relacionamentos estabelecidos para cada objeto. Por exemplo, caso haja um gerador relacionado a um

reservatório, o modelo já entende que se trata de um gerador hidrelétrico e admite propriedades específicas dos geradores hídricos, como a produtibilidade ou a potência em modo bombeamento, a qual é utilizada para configurá-lo como reversível.

Os reservatórios de UHEs são representados por objetos específicos denominados *Storages*. Estes objetos são configurados com as informações de volumes máximo e mínimo, entre outras condições de operação, como o volume inicial, o método adotado para calcular o volume final, as aflúncias, as restrições de defluência, os dados de evaporação e os volumes de água desviados para outros usos. Visando compor a relação em cascata existente entre diferentes reservatórios na mesma bacia, o Plexos dispõe do objeto *Waterways*, que cumpre a função de representar os canais e rios que interligam os reservatórios. Para isso, estes são configurados com as informações de direção do fluxo e de tempo de viagem da água entre os pontos conectados pelos *Waterways*, além de conterem as propriedades de restrição de fluxo nos canais.

Com base nestes elementos, é possível construir as cascatas de operação dos reservatórios de geração hidrelétrica, condição fundamental para representar o SIN com sua diversidade de UHEs que compartilham os recursos hídricos do país. O sequenciamento dos reservatórios na cascata utilizou como referência o arquivo de cadastro das usinas hidrelétricas contido no *deck* do Newave. Por sua vez, a lógica adotada para as usinas de fontes renováveis, como solar, eólica e biomassa, considerou a representação por meio de geradores equivalentes para cada região de maior concentração de cada uma delas.

Em outras palavras, para cada tipo de fonte, estabeleceu-se um objeto de geração por região com capacidade fixa de 1 MW e o número de *units* varia no tempo conforme a capacidade instalada daquela fonte é incrementada na região. Esta mesma lógica de representar a geração por meio de objeto equivalente para cada região foi adotada para representar, também, as pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), porém o número de *units* foi fixado no valor de 1 e a capacidade varia de acordo com a expansão desta fonte.

Esta representação detalhada e individualizada dos componentes permite a avaliação do desempenho do sistema em relação à inclusão de diversas variáveis, como, por exemplo, vazões afluentes, volumes e níveis d'água característicos dos reservatórios, áreas de fundo e de topo, potência nominal dos geradores, fatores de capacidade, deplecionamento dos reservatórios, custos de combustíveis, taxa de emissão de poluentes, custos de operação e manutenção (O&M), custos de

paradas e partidas, tempo de partida, tempo que deve permanecer ligado, valores de rampa de carga, fatores de eficiência das máquinas, taxas de indisponibilidade, entre outros.

A principal fonte para o preenchimento das propriedades dos *Generators* foi o *deck* do Newave para o PDE 2029. Em alguns casos específicos, foi necessário complementar a consulta em outras fontes, como bases de dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e trabalhos acadêmicos.

A representação do sistema de transmissão no Plexos é realizada através de objetos classificados em três categorias, a saber, *Regions*, *Nodes*, *Lines* e *Interfaces*. Os *Regions* são os objetos de maior nível do sistema de transmissão, podendo englobar várias barras para representar uma área de característica própria, como, por exemplo, áreas definidas por regras de mercado. As barras dos sistemas são representadas pelo objeto *Node*, que indica um ponto de carga ou geração no sistema. Essas barras devem estar interconectadas por meio de objetos do tipo *Lines*, que representam as linhas de transmissão. Por fim, para representar um conjunto de linhas de transmissão que conectam regiões, o Plexos dispõe do objeto *Interface*, no qual são congregados os limites de operação conjunta das linhas.

Esses elementos assumem propriedades, como demanda e limites máximos de intercâmbio, e também podem ser definidos por alguns parâmetros elétricos correspondentes às linhas (resistência e reatância). Em função do escopo do projeto e visando simplificar o processamento computacional, esses parâmetros elétricos não foram considerados nesta análise. Assim, as informações inseridas no modelo foram os limites de intercâmbio nos *Lines* e *Interfaces* e as informações de demanda nos *Nodes* e *Regions*, incluindo os dados de custo de déficit, a margem mínima de reserva, os perfis de demanda e o fator de participação das barras na carga definida para a correspondente *Region*.

Com base nas variáveis adicionadas ao modelo, a formulação do despacho econômico é dada por um problema linearizado com variáveis inteiras. Sucintamente, os problemas de programação da operação e de planejamento integrado da expansão e da operação são descritos conforme as formulações a seguir.

Programação da Operação

Minimizar custo: Z

Onde Z = custos de combustíveis e O&M dos geradores + custos de paradas e partidas + custos de transmissão + custo de déficit

Sujeito a:

- Restrições de balanço energético;
- Restrições de reserva operativa;
- Restrições cronológicas de geração;
- Restrições de balanço hídrico e tempo de viagem da água;
- Restrições de operação dos reservatórios;
- Restrições de vazões e usos múltiplos da água;
- Limites de operação de disponibilidade das máquinas;
- Limites da transmissão;
- Limites de recursos energéticos; e
- Outros.

Planejamento Integrado da Expansão e Operação

Minimizar custo: Z

Onde: Z = custos anualizados dos investimentos em geração e transmissão + custos de combustíveis e O&M dos geradores + custos de paradas e partidas + custos de transmissão + custo de déficit

Sujeito a:

- Restrições de balanço energético;
- Restrições de reserva operativa;
- Restrições cronológicas de geração;
- Restrições de balanço hídrico;
- Restrições de operação dos reservatórios;
- Limites de operação de disponibilidade das máquinas;
- Limites da transmissão;
- Limites de recursos energéticos;
- Limites de potência firme; e
- Outros.

Observa-se que as restrições do problema permitem analisar as condições do sistema em termos de variações máxima de potência por hora das usinas, variações entre as horas da geração intermitente, inflexibilidade operativa dos geradores, tempo de viagem da água, máxima e mínima defluência dos reservatórios e necessidade de capacidade de reserva.

Evidentemente, quanto maior o detalhamento do sistema e suas restrições, maior será a complexidade computacional para resolver o problema de minimização de custo. Neste sentido, a otimização da

expansão é um problema com grande complexidade computacional, pois as decisões operativas em cada cenário são condicionadas a uma determinada configuração do sistema, a qual possui, simultaneamente, a função de minimização dos custos de operação e é a expansão de todo o conjunto dos cenários modelados. Desta forma, para permitir que o problema fosse computacionalmente tratável, foi preciso realizar simplificações, de modo a reduzir a complexidade sem prejudicar a representação do problema real. Abaixo, são apresentadas as principais simplificações adotadas.

- i. **Número de séries temporais:** foram selecionados oito conjuntos de séries de vento e hidrologia relativas a oito anos do histórico considerado (1982 a 2018)¹. Para esta seleção, buscou-se que a energia média dos oito conjuntos de séries fosse muito próxima à média do conjunto de 37 séries disponíveis. De modo a representar situações extremas, garantiu-se que o pior ano do histórico fizesse parte deste conjunto de séries².
- ii. **Horizonte da simulação (número de anos simulados):** optou-se por simular um ano completo, com a carga projetada para 2039, com reservatórios em regime estacionário, isto é, abrindo e fechando o ano nos mesmos volumes. Esta simplificação resume o resultado da simulação para indicar quais as usinas minimizam o somatório do custo de investimento e de operação, não importando qual o cronograma de sua entrada em operação. Além disso, a determinação do regime estacionário para os reservatórios evita o “efeito fim do mundo”, em que toda a água armazenada é utilizada até o final do horizonte para minimizar o custo de operação.
- iii. **Granularidade temporal:** estabeleceu-se, a cada mês, uma discretização em 21 patamares não cronológicos para representar a curva de carga líquida do sistema. Os patamares foram divididos entre bloco noturno e diurno, a fim de melhor representar a geração solar.

¹ As séries de hidrologia diárias do ONS e de ventos só apresentam disponibilidades de dados a partir da década de 1980.

² A qualidade desta simplificação foi aferida através de simulações da operação do sistema em modelos de planejamento da operação de médio e curto prazo, isto é, sem incluir no problema decisões relativas à expansão. Nas simulações realizadas, o desvio observado entre os custos operacionais, com as séries para os 37 anos disponíveis no histórico e para os oito anos selecionados, foi de, no máximo, 0,7%, o que foi considerado adequado.

- iv. **Número de inteiros:** a entrada de novas linhas de transmissão, de geradores hídricos ou de UHRs foi representada por meio de variáveis inteiras. Por sua vez, a expansão da capacidade de outras renováveis e da geração térmica foi linearizada, tornando o problema computacionalmente mais leve. Esta simplificação é necessária uma vez que variáveis inteiras elevam consideravelmente a complexidade de resolução computacional dos problemas de otimização¹.
- v. **Potência firme:** definiu-se como requisito que a potência firme do sistema fosse igual ao valor da carga máxima mais uma reserva de 5% em cada um dos subsistemas, considerando que as interligações permitem o compartilhamento da potência firme entre os mesmos. Com isso, adicionou-se uma restrição extra ao problema da expansão referente à potência firme e, para cada usina, foi atribuído um valor proporcional à potência instalada, a qual, no total do sistema, deve ser maior ou igual à demanda máxima. A potência firme de cada usina foi definida de acordo com as metodologias atualmente utilizadas pela EPE.

Assim, com base na metodologia descrita brevemente, é possível entender o processo de construção da base de dados, incluindo a representação individualizada dos elementos do sistema e as premissas de simplificação para a resolução do problema.

6.2. Representação do Sistema Interligado Nacional no Plexos

O sistema modelado foi elaborado com base em dados do PDE 2029, os quais incluem as informações de capacidade instalada, características técnicas dos geradores, capacidade de transmissão e nível de demanda. A configuração estabelecida pelo PDE2029 para o ano de

¹ O problema da expansão é de programação inteira mista, pois alguns empreendimentos candidatos à expansão só podem ser construídos completos (variável inteira). Entretanto, algumas tecnologias, como as fontes eólica e solar fotovoltaica, podem ter a decisão de expansão simplificada como uma expansão linear sem grandes perdas na representação da realidade, pois os parques geradores são constituídos de vários geradores relativamente pequenos, o que se aproxima de uma expansão linear. Desta forma, apenas a expansão de linhas de transmissão e de hidrelétricas convencionais e reversíveis foi representada por meio de variáveis inteiras e as outras variáveis de decisão foram relaxadas. No caso das usinas termelétricas, aceitou-se esta simplificação devido à incerteza do horizonte de estudo.

2029 foi a base para o caso simulado, que estendeu a expansão do sistema até o ano de 2039. Em linhas gerais, o sistema projetado no PDE 2029 prevê um crescimento mais agressivo de fontes eólica, solar e gás natural e uma pequena expansão da capacidade instalada hidrelétrica. Ademais, a carga do sistema para 2029 está estimada em 98 GW/ano.

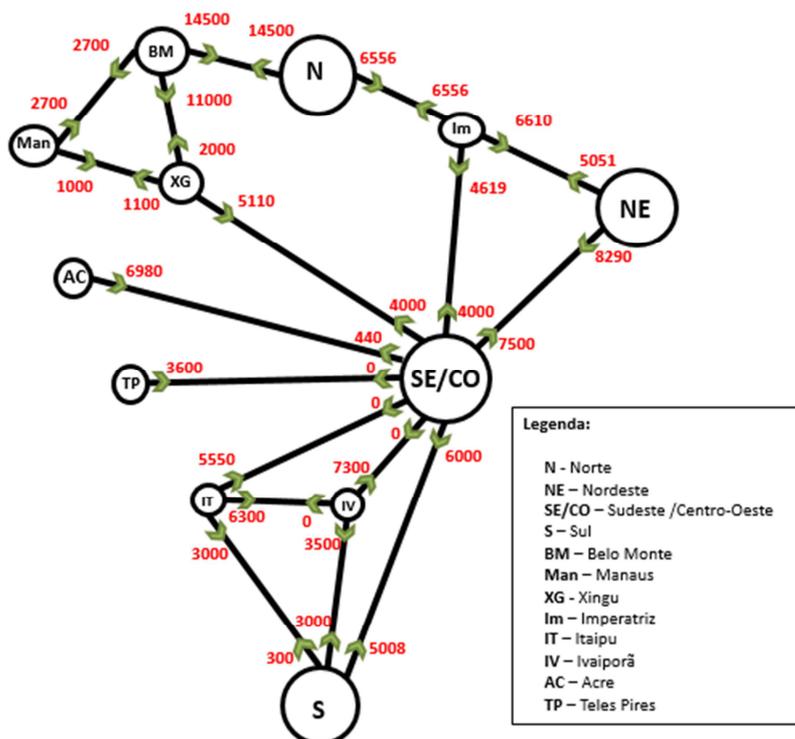
A Tabela 1 apresenta a previsão de capacidade instalada no final do horizonte de simulação do PDE 2029 e a Figura 1 mostra o esquema do sistema interligado de transmissão de energia utilizado no *deck* do Newave para o Plano, incluindo a informação sobre os limites de fluxo entre as barras representadas para o fim do horizonte (2029). Esses limites representam a capacidade máxima de intercâmbio de energia entre as barras, entretanto vale ressaltar que ainda foram consideradas as restrições de agrupamento/interface que impõe novos limites de importação e exportação de energia associados à operação conjunta dessas linhas, conforme indicado nos dados do PDE 2029.

Tabela 1: Capacidade instalada por fonte no PDE 2029 em MW

Fontes de energia	Capacidade em 2029 (MW)
Hidrelétrica	103.958
Eólica	39.475
Biomassa	15.815
PCH	9.045
Fotovoltaica centralizada	10.622
Gás natural	36.190
Carvão	2.083
Diesel e óleo combustível	391
Nuclear	3.395
Total	220.974

Fonte: elaboração própria com base em EPE (2020).

Figura 1: Esquema dos intercâmbios entre os subsistemas no PDE 2029, em MW



Fonte: Elaboração própria com base em EPE (2020).

O modelo desenvolvido para este estudo teve como ponto de partida a configuração final do PDE 2029, porém com a carga de 134 GW/ano e uma ponta de 189 GW, o que representa uma projeção para a carga, em 2029, por extrapolação da tendência dos anos finais do Plano. Com a configuração inicial e os custos de investimento em projetos de geração, transmissão e armazenamento, o modelo escolhe uma expansão da geração e da transmissão que atenda a esta carga de forma mais econômica, ou seja, minimizando o somatório dos custos de investimento com os custos da operação em todos os cenários de hidrologia e vento.

Destaca-se que as usinas candidatas à expansão de geração e de transmissão, bem como seus custos, são os mesmos utilizados no Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) do PDE 2029. No caso das

UHRs, foram utilizados os orçamentos preliminares produzidos no Capítulo 5 ou estimados pela equipe de engenharia à época do desenvolvimento da modelagem.

6.2.1. Projetos candidatos à expansão

Nesta subseção, são apresentados os projetos candidatos, por fonte de energia, e suas características, os quais estão segregados em quatro categorias: fontes não despachadas centralizadamente, hidrelétricas, termelétricas e armazenamento.

6.2.1.1. Fontes não despachadas centralizadamente

Na Tabela 2, são apresentados os valores de investimento, anuidade de investimento somada a encargos e custos de O&M e o fator de capacidade para as fontes não despachadas centralizadamente presentes no MDI. Verifica-se que as unidades fotovoltaicas constam no MDI com um investimento de R\$ 3.500,00/kW instalado, com a anuidade do investimento¹ contando os juros da construção, os encargos e o custo de O&M anuais, totalizando R\$ 572,95/kW. O fator de capacidade é de 29% na Região Nordeste e em torno de 25% nas demais localidades do país.

Já as eólicas *on-shore* apresentam um investimento maior do que as fotovoltaicas, alcançando R\$ 4.800,00/kW instalado e o custo total anualizado de R\$ 761,65/kW. Foram considerados fatores de capacidade em torno de 45% nos melhores sítios da Região Nordeste e de 34% na Região Sul. A eólica *off-shore* se mostra ainda cara, custando mais do que o dobro da eólica *on-shore* (R\$ 1.732,47/kW). Sendo assim, e devido à ausência de séries de geração eólica *off-shore*, este tipo de usina não foi considerado em nossos estudos.

A biomassa apresenta uma anuidade do custo total um pouco menor do que o da eólica *on-shore* (R\$ 681,37/kW), no entanto um fator de capacidade bem menor, equivalente a 25%. As PCHs, por sua vez, apresentam uma variação de CAPEX muito grande e a atratividade de cada projeto depende, também, da hidrologia local, o que pode implicar em um fator de capacidade igualmente variável. Uma vez que a atratividade das PCHs ser altamente dependente de cada projeto e

¹ O custo de investimento foi anualizado por meio do WACC utilizado no PDE (8%) e a vida útil utilizada pela EPE para cada tipo de empreendimento.

por não existirem dados que permitam retratar esta realidade, optou-se por considerar apenas as usinas existentes no modelo, não havendo novas candidatas à expansão.

Tabela 2: Fontes não despachadas centralizadamente

Tipo	Investimento (R\$/kW)	Anuidade do investimento + Encargos + O&M (R\$/kW/ano)	Fator de capacidade
Fotovoltaica	3.500	572,95	29% NE, 25% N e SE
Eólica	4.800	761,65	45% NE, 34% Sul
Biomassa (bagaço de cana)	4.000	681,37	25%
Eólica <i>off-shore</i>	10.000	1732,47	Não modeladas
PCHs	0	0	Não modeladas

Fonte: Elaboração própria com base em dados da planilha do MDI para o PDE 2029.

As fontes não despachadas centralizadamente foram modeladas a partir de diferentes metodologias. Na geração à biomassa, foram empregados os dados utilizados pela EPE no modelo MDI, podendo ser considerada uma redução da carga líquida. As PCHs são representadas de forma agregada por subsistema e apresentam uma correlação com as séries hidrológicas. Assim, a partir da geração observada das PCHs, por subsistema, buscou-se a melhor correlação com a série de vazão natural histórica de alguma UHE na mesma região. Desta forma, cria-se uma associação na qual, em cada região, a geração das PCHs respeitará a hidrologia dos cenários simulados. Ademais, foi definida uma pequena flexibilidade horária para as PCHs.

A geração solar fotovoltaica e a geração eólica seguem séries de fator de capacidade elaboradas através de dados de vento e radiação solar obtidos para os principais *hotspots* do Brasil. Buscou-se refletir os fatores de capacidade históricos observados em cada estado, no caso das eólicas, e em cada região, no caso da geração solar fotovoltaica.

6.2.1.2. Hidrelétricas

Para a análise das UHEs, foram consideradas como possíveis candidatas apenas as usinas apontadas no período pós 2029 no PDE 2029¹, modeladas com séries hidrológicas baseadas naquelas que constam no Plano. Posteriormente, foram excluídas as usinas que, nas simulações, apresentaram um fator de capacidade acima de 70%, o que indica um provável erro na série de dados.

Na Tabela 3, são apresentadas as características básicas das usinas, bem como o custo de investimento e a anuidade de investimento somada a encargos e custos de O&M. No caso da UHEs Jatobá e Cachoeira dos Patos, por estarem muito afastadas do centro de carga, foram incorporados, no valor de anuidade, os custos do sistema de transmissão associado ao escoamento da energia para a Região Sudeste considerados como dedicados a estas usinas.

Nota-se que, em termos gerais, os valores de investimentos e anuidade estão muito acima dos observados para as fontes não despachadas centralizadamente. Entretanto, as UHEs listadas estão favorecidas na seleção, pois na modelagem se considerou a potência firme igual à potência disponível, algo pouco usual para hidrelétricas, mesmo entre aquelas com reservatório. A potência firme é elevada por não ter sido possível obter séries de potência para estas usinas na planilha do MDI.

Tabela 3: Expansão das usinas hidrelétricas

Usina	Bacia	Sub-sistema	Capacidade instalada (MW)	Investimento (R\$/kW)	Anuidade do investimento + Encargos + O&M (R\$/kW/ano)
UHE Cachoeira dos Patos*	Tapajós	Tapajós	528	11.564	1.865
UHE Jatobá*	Tapajós	Tapajós	1.650	8.407	1.585
UHE Paraná	Tocantins	SE-CO	90	9.757	1.417
UHE Foz do Piquiri	Uruguai	Sul	93	11.564	1.577
UHE Maranhão Baixo	Tocantins	SE-CO	125	9.890	1.428
UHE Santo Antônio	Uruguai	Sul	84	6.916	1.164

* Inclui, nos custos de O&M, a anuidade do custo do sistema de transmissão associado.

Fonte: Elaboração própria com base em dados da planilha do MDI para o PDE 2029.

¹ UHEs que, no PDE 2029, contam com entrada prevista para os primeiros anos da década de 2030.

6.2.1.3. Termelétricas

Na Tabela 4, são apresentados os valores para o investimento e as anuidades das usinas termelétricas (UTES) consideradas no MDI para o PDE 2029. Nesta tabela, é possível verificar que as térmicas a gás natural de ciclo aberto com inflexibilidade zero apresentam alto custo variável unitário (CVU), equivalente a R\$ 439,00/MWh. Estas usinas possuem uma faixa de custo total anual similar ao de usinas eólicas (R\$ 723,00/kW contra R\$ 761,65,00/kW das eólicas). No entanto, as eólicas geram energia sem custos variáveis e com alto fator de capacidade esperado (na faixa de 45% para os bons sítios no NE), enquanto as termelétricas de ciclo aberto incidem em altos custos variáveis para qualquer geração.

Em contrapartida, as usinas a gás natural com ciclo aberto ou de outra modalidade têm uma potência firme elevada, isto é, podem garantir potência ao sistema para situações em que o ONS necessite¹. Já as eólicas e solares possuem uma potência firme baixa, uma vez que sua geração depende das condições meteorológicas.

Os projetos de termelétricas a gás natural liquefeito (GNL) flexíveis apresentam um CVU menor do que as de ciclo aberto, porém o investimento é maior. Nota-se que todas as unidades de GNL listadas apresentam o mesmo custo anual de investimento, encargos e operação, mas o CVU utilizado é tanto menor quanto maior a inflexibilidade. De todo modo, a inflexibilidade representa um custo adicional contratado, o que encarece de sobremodo o custo total dessas usinas.

No caso do gás natural proveniente do pré-sal, os custos já incluem o gasoduto submarino. Em função do custo total anual, a alternativa de carvão nacional mostra-se ainda mais cara, assim como às unidades à fissão nuclear e de cavaco de madeira. Todas essas usinas apresentam, em maior ou menor grau, a mesma vantagem, qual seja, um custo variável menor do que o das termelétricas a gás natural.

Desta forma, nota-se que, por mérito de custo, as opções mais atraídas em termos de geração de energia tendem a ser as unidades eólica e solar, seguidas dos projetos termelétricos mais baratos que ofereçam potência firme, neste caso, as unidades de gás natural de ciclo aberto.

¹ Neste caso, não se considera o risco de falta de disponibilidade de combustível.

Tabela 4: Expansão das usinas termelétricas

Tipo de projeto	CVU (R\$/MWh)	Inflexibilidade (% capacidade)	Investimento (R\$/kW)	Anuidade do investimento + Encargos + O&M (R\$/kW/ano)	Custo da inflexibilidade (R\$/kW/ano)	Anuidade do investimento + Encargos + O&M + Inflexibilidade (R\$/kW/ano)
UTE Gás Ciclo Aberto	439,00	0%	2.700,00	723,00	0,00	723,00
UTE GNL Flexível	336,00	0%	3.800,00	780,00	0,00	780,00
UTE GNL 50%	307,00	47%	3.800,00	780,00	1.161,32	1.941,00
UTE GNL 80%	287,00	76%	3.800,00	780,00	1.725,31	2.505,00
UTE GNL Inflexível	272,00	95%	3.800,00	780,00	2.032,14	2.812,00
Gás Pré-Sal	193,00	47%	5.000,00	966,00	688,22	1.654,00
UTE Carvão Nacional	120,00	45%	8.000,00	1.530,00	366,99	1.897,00
UTE Nuclear	35,00	100%	19.000,00	2.787,00	68,68	2.856,00
UTE Cavaco	200,00	30%	6.000,00	996,00	454,22	1.451,00

Fonte: Elaboração própria com base em dados da planilha do MDI para o PDE 2029.

6.2.1.4. Usinas hidrelétricas reversíveis e baterias

Na Tabela 5, constam as características básicas das UHRs modeladas neste estudo como candidatas à expansão do sistema. Diversos outros aproveitamentos que constam no Capítulo 5 foram modelados, mas a seleção apresentada aqui reúne apenas aqueles que, por suas características e custos, efetivamente foram incluídos no planejamento da expansão. Com exceção da UHR Monte Horebe, todas as UHRs candidatas neste estudo utilizam o reservatório de uma hidrelétrica existente como o reservatório inferior¹.

Observa-se que este tipo de arranjo permite armazenar a água que seria vertida caso não houvesse a UHR, de modo que mais energia seja agregada ao sistema, otimizando o aproveitamento da cascata. No caso da UHR Monte Horebe, sua configuração é em ciclo fechado, utilizando como fonte de água a transposição do Rio São Francisco, na Paraíba.

¹ O nome dos reservatórios inferiores é indicado entre parênteses na primeira coluna da Tabela 5.

Tabela 5: Usinas hidrelétricas reversíveis

Usina	Sub-sistema	Capacidade de instalada (GW)	Armazenamento (horas)	Investimento (R\$/kW)	Anuidade do investimento + Encargos + O&M (R\$/kW/ano)
UHR Serra do Lajeado III (Lajeado) 4,2 GW	NE	4,2	681	5.553	872
UHR Serra do Lajeado III (Lajeado) 7 GW	NE	7,0	409	4.149	726
UHR Coxilha Grande (Barra Grande)	Sul	2,1	222	4.792	795
UHR dos Patos (Segredo)	Sul	3,5	278	4.333	748
UHR Monte Horebe	NE	4,2	231	4.004	715

Fonte: Elaboração própria com base nos dados do PDE 2029.

Em termos de tecnologias de armazenamento, além das UHRs, constaram como candidatas à expansão as baterias elétricas, cujos custos e características foram baseados nos valores indicados no PDE 2029. Para isso, foram configuradas baterias com capacidade de armazenamento de três horas em todos os subsistemas e uma limitação de contratação de até 30 GW em cada subsistema. O custo de investimento das baterias foi definido em R\$ 6.000,00/kW e a anuidade do investimento mais os encargos e custos de O&M correspondeu a R\$ 898,00/kW. Observa-se que os custos anualizados das baterias são ligeiramente superiores à UHR mais cara que consta na Tabela 5.

Pesa também contra as baterias que a sua capacidade de armazenamento é de três horas, o que corresponde apenas a uma fração da capacidade de armazenamento de qualquer UHR considerada. Por outro lado, a eficiência das baterias foi estabelecida em 90% no ciclo completo e desconsiderou-se a perda de capacidade de armazenamento pela idade do equipamento, enquanto a eficiência das UHRs foi estimada em 80%, em linha com os projetos recentes estudados.

6.2.2. Estimativa da potência firme por fonte

A determinação da potência firme de cada tecnologia de geração foi realizada de acordo com o tipo de fonte energética, cujos procedimentos adotados são descritos, a seguir, para cada fonte.

Para as UTEs, considerou-se a potência firme igual à potência disponível, cujos valores são obtidos por meio da potência instalada (Pot_{inst}) de cada gerador, descontada pelas taxas de indisponibilidade programada (IP) e de indisponibilidade forçada (TEIF) e multiplicada pelo fator de capacidade máximo do gerador ($FC_{m\acute{a}x}$), conforme a equação (1).

$$Pot_{firme} = Pot_{inst}(1 - IP)(1 - TEIF)FC_{m\acute{a}x} \quad (1)$$

Para as UHEs, a potência firme mensal de cada conjunto de geração (Pot_{firme}) foi determinada com base nos dados do MDI utilizado no PDE 2029, que apresenta séries mensais de 15 anos formadas com as informações de potência disponível dos anos de 1932 a 2018. A partir desses dados, foram calculadas as médias mensais dos valores de potência disponível de cada usina, considerando os valores críticos do percentil 5 das séries de potência, $M\acute{e}dia_{m\acute{e}s}(5^{\circ}percentil_{MDI})$. As séries que correspondem ao quinto percentil contêm os anos 1950, 1966, 1994, 2012 e 2013.

Após o levantamento desses valores, foi utilizado o menor valor entre a potência instalada descontada da taxa de indisponibilidade forçada (TEIF) da usina e esta média mensal do percentil 5. Para sintetizar este procedimento de cálculo, é apresentada a equação (2), a seguir.

$$Pot_{firme.m\acute{e}s} = M\acute{i}nimo\{M\acute{e}dia_{m\acute{e}s}(5^{\circ}percentil_{MDI}); Pot_{inst} * (1 - TEIF)\} \quad (2)$$

Para as usinas de biomassa e as PCH, é realizada uma simplificação para considerar o valor de potência firme mensal como o valor aproximado de sua média mensal de geração. Já para as usinas eólica e solar, a capacidade firme mensal de cada conjunto de geração (Pot_{firme}) foi determinada com base nos fatores de contribuição para ponta da ferramenta de Balanço de Potência adotada pela EPE¹. A Tabela 6, a seguir, apresenta os valores utilizados na modelagem, a partir desta ferramenta.

¹ Por limitação dos dados, os valores para alguns subsistemas foram repetidos para outros subsistemas.

Tabela 6: Fatores de disponibilidade da capacidade instalada para usinas eólicas e solares

Mês	Solar N e NE	Solar S e SE	Eólicas S e SE	Eólicas NE
Janeiro	21%	27%	7%	22%
Fevereiro	21%	21%	6%	20%
Março	21%	24%	5%	15%
Abril	21%	22%	5%	11%
Maiο	23%	21%	8%	24%
Junho	24%	21%	4%	28%
Julho	25%	22%	10%	41%
Agosto	27%	22%	9%	41%
Setembro	28%	25%	9%	34%
Outubro	27%	22%	10%	37%
Novembro	24%	20%	8%	31%
Dezembro	23%	22%	9%	27%

Fonte: Elaboração própria com base nos dados do PDE 2029.

Tendo em vista os aspectos apresentados para a representação do SIN no modelo, foi possível realizar as simulações para definir o planejamento de expansão e a operação ótimos do sistema, cujos resultados são discutidos na seção a seguir.

6.3. Simulação da expansão do Sistema Interligado Nacional com usinas hidrelétricas reversíveis sazonais: Horizonte de 2039

Nesta seção, são apresentados os resultados obtidos com o uso do *software* Plexos para os estudos de caso da expansão do SIN no horizonte de 2039, divididos nos seguintes cenários: Caso Base, no qual a otimização foi realizada sem UHRs como candidatas, Caso UHR Serra do Lajeado, com uma usina deste tipo apenas, e Caso UHRs sazonais, com várias usinas deste tipo candidatas à expansão do sistema. Para cada caso, os resultados estão separados em expansão da geração, custos de transmissão, custos de operação, custos totais e balanço de energia.

6.3.1. Caso Base

Os primeiros resultados são referentes ao Caso Base à expansão do sistema pós 2029, sem considerar a tecnologia de UHRs. A configuração inicial do sistema é a configuração final do PDE 2029 e busca-se, aqui, a expansão ótima da geração e da transmissão para o horizonte de 2039, oferecendo ao modelo as usinas candidatas, conforme descrito na seção anterior.

6.3.1.1. Expansão da geração

A Tabela 7 apresenta a expansão do Caso Base e o custo anualizado de cada tecnologia. O total dos custos anualizados é de R\$ 66,84 bilhões, correspondente à anuidade relativa ao investimento dessas usinas mais os encargos e os custos de O&M. De acordo com os parâmetros do PDE 2029, a fonte mais atrativa para a expansão, isto é, com menor custo nivelado de energia (LCOE), é a eólica *on-shore* no Nordeste. A partir dos resultados, é possível constatar que esta fonte realmente tem grande participação na expansão total do sistema, sendo limitada apenas pela restrição de 27 GW de expansão em eólicas com alto fator de capacidade (em torno de 45%). Esta restrição representa, de forma conservadora, os limites de construção de novas usinas no horizonte. Também foram oferecidas à expansão eólicas com fator de capacidade entre 34% (Sul) e 39% (Sudeste e Nordeste), mas o modelo não as selecionou.

Além da expansão de todos os 27 GW de geração eólica nos melhores sítios, houve a contratação de biomassa (4 GW), de hidrelétricas (2 GW), além de uma forte participação de geração solar tanto no Nordeste como no Sudeste, em um total de 30 GW. O modelo também apontou a necessidade de projetos complementares que forneçam potência firme a custo acessível para atender a este requisito, resultando em quase 29,8 GW de nova geração térmica, sendo a grande maioria na forma de termelétricas a gás em ciclo aberto.

Tabela 7: Caso Base - Capacidade instalada adicional no horizonte 2039

Usinas	Expansão (MW)	Custo anualizado (bilhões de R\$)
UTE Gás Ciclo Aberto - NE	13.675	10,19
UTE Gás Ciclo Aberto - Sul	13.245	9,86
Gás Pré-Sal	845	0,85
UTE GNL Sul flex.	616	0,50
UTE GNL SE flex.	1.409	1,14
Total UTE	29.791	22,55
Biomassa NE	3.000	2,06
Biomassa S	1.000	0,69
Total Biomassa	4.000	2,75
Eólicas BA	7.000	5,38
Eólicas MA	5.000	3,84
Eólicas PE	5.000	3,84
Eólicas PI	5.000	3,84
Eólicas RN	5.000	3,84
Total Eólica	27.000	20,76
Solar Centr. NE	8.584	5,03
Solar Centr. SE	21.709	12,73
Total Solar	30.293	17,77
UHE Jatobá	1.651	2,62
UHE Maranhão Baixo	125	0,18
UHE Paranã	90	0,13
UHE Santo Antônio (Chapecó)	84	0,1
Total UHE	1.951	3,02
Expansão da Geração	93.035	66,84

Fonte: Elaboração própria.

6.3.1.2. Custo da expansão da transmissão, custo de operação e custo total

A contrapartida para uma forte concentração de novos projetos de geração no Nordeste é a grande necessidade de expansão na interligação com os principais centros de consumo, como pode ser visto na Tabela 8. Nesta tabela, consta uma expansão de 22 GW em novas interligações entre o Sudeste e o Nordeste, a qual, somada a um

aumento de 1 GW na interligação com o Sul, apresenta um custo anualizado de R\$ 4,85 bilhões.

Tabela 8: Caso Base - Custo da expansão da transmissão, custo de operação e custo total

	Expansão (GW)	Custo anualizado (bilhões de R\$)
Transmissão SE-NE	22	4,73
Transmissão SE-S	1	0,12
Subtotal Transmissão	23	4,85
Custo de operação		22,00
Expansão da geração		66,84
Custo Total		93,69

Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que as Regiões Sul e Sudeste se tornam mais dependentes de importações do Norte e Nordeste. No entanto, devido à localização de novas usinas termelétricas no Sul, eliminou-se a necessidade de reforços de grande porte na interligação entre esta região e o Sudeste. A Tabela 8 exhibe, também, o custo de operação do sistema (combustíveis das termelétricas), que totaliza R\$ 22 bilhões ao ano. Somando o custo anualizado da transmissão ao custo da operação e ao custo anualizado da expansão da geração, o custo total resulta em R\$ 93,69 bilhões por ano.

6.3.2. Caso UHR Serra do Lajeado

O segundo caso consiste em acrescentar apenas um novo projeto candidato, a UHR Serra do Lajeado, conectada eletricamente à subestação de Miracema, parte da interconexão Norte-Sul. Esta UHR possui 4,2 GW de potência e o seu reservatório é paralelo ao reservatório da UHE Lajeado, com uma pequena distância entre os dois, da ordem de 2 km. No Capítulo 5, diversas configurações para a UHR Serra do Lajeado foram apresentadas, com os respectivos custos. Contudo, a configuração e os custos aqui utilizados correspondem a uma fase intermediária da elaboração deste estudo e, portanto, não equivalem às apresentadas no Capítulo 5.

Neste sentido, o volume útil para o reservatório da UHR Serra do Lajeado, na variante modelada, é de 4,3 km³, o que permite armazenar 2,9 TWh (sem considerar os ganhos na cascata). O custo do investimento total é de R\$ 23,3 bilhões de reais, o que equivale a R\$ 5.553,00/kW, conforme mostrado na Tabela 5, acima, enquanto que o custo anualizado de investimento, os encargos e os custos de O&M totalizam R\$ 872,00/kW. Destaca-se que, incluindo esta UHR como alternativa para a simulação da expansão, a mesma passa a fazer parte da expansão ótima, de modo a reduzir os custos totais de expansão e operação do sistema em relação ao Caso Base.

6.3.2.1. Expansão da geração

A Tabela 9 apresenta os resultados da expansão da geração no caso com a UHR Serra do Lajeado. A primeira coluna da tabela mostra a lista de usinas, enquanto que a segunda exibe a expansão em termos de nova capacidade instalada e a terceira contém o custo anualizado. As colunas seguintes exibem a diferença em relação ao Caso Base no que diz respeito à nova capacidade instalada (quarta coluna) e ao custo anualizado (quinta coluna).

Observa-se que, com a entrada desta UHR, a capacidade instalada de termelétricas diminui significativamente, reflexo, em grande medida, do acréscimo da potência firme da usina. Outra alteração mais relevante na expansão foi a UHE Jatobá deixar de fazer parte do sistema ótimo. Esta usina possui um custo expressivo, em parte por conta do custo da linha de transmissão associada, ligando a região do Tapajós ao Sudeste. Em contrapartida, houve um aumento expressivo da expansão de geração solar em relação ao Caso Base (5,4 GW), com forte concentração no NE. A economia em termos de gasto anualizado com a expansão da geração foi de R\$ 2,43 bilhões/ano.

**Tabela 9: Caso UHR Serra do Lajeado:
Expansão da geração no horizonte 2039**

Usinas	Expansão (MW)	Custo anualizado (bilhões de R\$)	Diferença para o Caso Base (MW)	Diferença para o Caso Base (bilhões de R\$)
UTE Gás Ciclo Aberto – NE	11.255	8,38	-2.420	-1,80
UTE Gás Ciclo Aberto – Sul	13.245	9,86	0	0,00
Gás Pré-Sal	36	0,04	-808	-0,82
UTE GNL S flex.	616	0,50	0	0,00
UTE GNL SE flex.	963	0,78	-447	-0,36
Total UTE	26.115	19,57	-3.675	-2,98
Biomassa NE	3.000	2,06	0	0,00
Biomassa S	1.000	0,69	0	0,00
Total Biomassa	4.000	2,75	0	0,00
Eólicas BA	7.000	5,38	0	0,00
Eólicas MA	5.000	3,84	0	0,00
Eólicas PE	5.000	3,84	0	0,00
Eólicas PI	5.000	3,84	0	0,00
Eólicas RN	5.000	3,84	0	0,00
Total Eólica	27.000	20,76	0	0,00
Solar NE	12.787	7,50	4.203	2,47
Solar SE	22.901	13,43	1.192	0,70
Total Solar	35.689	20,93	5.395	3,16
UHE Jatobá	0	0,00	-1.651	-2,62
UHE Maranhão Baixo	125	0,18	0	0,00
UHE Paranã	90	0,13	0	0,00
UHE Santo Antônio (Chapecó)	84	0,10	0	0,00
Total UHE	300	0,40	-1.651	-2,62
Expansão da Geração	93.104	64,41	69	-2,43

Fonte: Elaboração própria.

6.3.2.2. Custo da expansão da transmissão, custo de operação e custo total

A inclusão da UHR Serra do Lajeado permitiu a economia na expansão da interligação SE-NE de 4 GW, valor próximo à capacidade instalada desta usina. Na Tabela 10, pode-se observar os valores en-

contrados, sendo que os custos anuais com a nova transmissão foram reduzidos em R\$ 0,86 bilhões, em comparação ao Caso Base¹.

Tabela 10: Caso UHR Serra do Lajeado - Custo da expansão da transmissão, custo de operação e custo total

	Expansão (GW)	Custo anualizado (bilhões de R\$)	Diferença para o Caso Base (GW)	Diferença para o Caso Base (bilhões de R\$)
Transmissão SE-NE	18,0	3,87	-4,0	-0,86
Transmissão SE-S	1,0	0,12	0	0
Subtotal Transmissão	19,0	3,99	-4,0	-0,86
UHR Serra do Lajeado	4,2	3,66	4,2	3,66
Subtotal UHR	4,2	3,66	4,2	3,66
Custo de Operação		20,23		-1,76
Expansão da Geração		64,41		-2,43
Custo Total		92,30		-1,39
Redução em relação ao Caso Base				-1,48%

Fonte: Elaboração própria.

Destaca-se que a UHR Serra do Lajeado representa, em si, um custo adicional expressivo, equivalente a R\$ 3,66 bilhões ao ano. Porém, este custo é compensado por um menor custo na expansão da geração (redução de R\$ 2,43 bilhões) e, também, por uma diminuição no custo operacional em relação ao Caso Base (menos R\$ 1,76 bilhão). A diferença entre o caso com a UHR Serra do Lajeado e o Caso Base no custo total considerando todos os custos (expansão de geração e transmissão e operação) é de R\$ 1,39 bilhão por ano, o que equivale a uma redução de 1,48% no custo total, sendo o impacto da inclusão de uma única UHR no SIN.

6.3.2.3. Balanço de geração de energia

Para uma melhor compreensão dos motivos que levam à redução de custos operacionais com a introdução da UHR Serra do Lajeado, é

¹ O Anexo I - Usinas Reversíveis no Planejamento da Transmissão deste capítulo contém o detalhamento da análise sobre a postergação dos investimentos na rede elétrica através da incorporação de UHRs no planejamento da expansão da transmissão, considerando o estudo de caso com a UHR Serra do Lajeado.

ilustrativo comparar a participação de cada fonte na geração do sistema no Caso Base e no caso com a usina. O resultado desta comparação é demonstrado na Tabela 11, que apresenta o balanço de geração, agregando as usinas em três grupos: hidrelétricas, outras renováveis e termelétricas fósseis.

Na comparação, observa-se que há uma redução da geração hídrica de 5,2 TWh, justificada, basicamente, pela presença da UHE Jatobá apenas no Caso Base. Isto representou um decréscimo de 5,8 TWh na participação hidrelétrica, que foi parcialmente compensado por um aumento de 0,6 TWh na geração das demais UHEs, comuns aos dois casos.

Como as séries hidrológicas são exatamente as mesmas, a maior geração das demais UHEs corresponde a um melhor aproveitamento dos recursos hídricos, ou seja, a um menor volume de vertimento, o que indica que a maior flexibilidade operativa introduzida pela UHR permite que o parque hidrelétrico produza mais eletricidade com o mesmo recurso. Particularmente, a capacidade de a UHR aumentar a carga em momento de excesso de oferta de energia permite o armazenamento de tais excessos para uso em momento conveniente.

Outro resultado a ser destacado é o aumento na geração de outras renováveis, no caso com a UHR Serra do Lajeado, da ordem de 13,9 TWh em relação ao Caso Base. A maior parte deste aumento é explicada pela maior capacidade instalada, fruto da maior expansão de geração solar no caso com a UHR Serra do Lajeado. Entretanto, uma parte do aumento de geração de outras fontes renováveis ocorre pela redução do *curtailment*, proporcionada pela operação da UHR (0,6 TWh adicionais). Em contrapartida, a geração térmica diminuiu em 7,3 TWh, gerando uma economia de combustíveis de R\$ 1,76 bilhão, conforme apresentado na Tabela 10.

Tabela 11: Geração média por tecnologia - comparação do Caso Base com o caso UHR Serra do Lajeado, em TWh

Geração	Caso Base	UHR Serra do Lajeado	Diferença
Hidrelétrica (inclusive PCH)	606,7	601,4	-5,2
UHE Jatobá	5,8	0,0	-5,8
Outras hidrelétricas	600,9	601,4	0,6
Outras renováveis	447,7	461,6	13,9
Recurso disponível	467,3	480,7	13,4
<i>Curtailment</i>	-19,6	-19,1	0,6
Termelétricas	115,7	108,4	-7,3
Total da geração	1.170,0	1.171,4	1,4
Perdas UHR		-1,4	

Fonte: Elaboração própria.

Por fim, pode-se observar um aumento da geração total do sistema devido às perdas inerentes ao funcionamento da UHR. Portanto, conclui-se que a UHR permite que o sistema opere de forma a melhor aproveitar os recursos disponíveis ao diminuir o vertimento de hidrelétricas e o *curtailment* de eólicas e fotovoltaicas. Em consequência, foi possível substituir a expansão de termelétricas.

6.3.3. Caso com usinas hidrelétricas reversíveis sazonais

O terceiro caso consiste em inserir, no modelo, quatro UHRs com reservatório substancial, as quais foram selecionadas a partir dos projetos que constam no Capítulo 4 e de versões preliminares de empreendimentos apresentados no Capítulo 5. Observa-se que a capacidade instalada combinada dos quatro novos projetos é 16,8 GW.

Dentre os projetos, um dos aproveitamentos consiste em uma variante para a UHR de Serra do Lajeado, com a capacidade instalada aumentada para 7 GW. Outro aproveitamento se localiza no Nordeste, a UHR Monte Horebe, na Paraíba, uma usina em ciclo fechado e abastecida de água pela transposição do Rio São Francisco. Este aproveitamento é próximo à subestação Milagres 2, no Ceará, que escoar grandes volumes de energia renovável. As outras duas usinas se localizam na Região Sul, sendo elas a UHR Coxilha Grande (a mon-

tante do reservatório da UHE Barra Grande) e a UHR dos Patos (a montante do reservatório da UHE Segredo).

6.3.3.1. Expansão da geração

Comparativamente, o parque gerador ao final do horizonte 2039, no caso com as UHRs sazonais, apresentou, conforme mostra a Tabela 12, uma redução na participação de termelétricas equivalente a 16,8 GW, o que corresponde à capacidade instalada das usinas reversíveis escolhidas e indica que estas substituem as UTEs mesmo tendo custos anualizados de investimento e operação superiores aos das térmicas mais baratas.

Além disso, reduziu-se a expansão de biomassa e a UHE Jatobá não mais consta da expansão. Ao mesmo tempo, houve um significativo acréscimo de participação da geração solar fotovoltaica, com 12,7 GW de capacidade instalada a mais, concentrada no Nordeste. Assim, entende-se que a capacidade de armazenamento faz com que seja possível aumentar a penetração da fonte solar, pois eventual excesso de energia no período diurno pode ser absorvido pelo armazenamento e utilizado no período noturno. Deste modo, resulta-se uma economia de R\$ 10,72 bilhões anuais nos custos fixos, sem considerar os custos referentes às UHRs.

Tabela 12: Caso UHRs sazonais - Expansão da geração no horizonte 2039

Usinas	Expansão (MW)	Custo anualizado (bilhões de R\$)	Diferença para o Caso Base (MW)	Diferença para o Caso Base (bilhões de R\$)
UTE Gás Ciclo Aberto - NE	0	0,00	-13.675	-10,19
UTE Gás Ciclo Aberto - Sul	12.885	9,60	-360	-0,27
Gás Pré-Sal	0	0,00	-845	-0,85
UTE GNL S flex.	0	0,00	-616	-0,50
UTE GNL SE flex.	129	0,10	-1.281	-1,04
Total UTE	13.014	9,70	-16.777	-12,85
Biomassa NE	0	0,00	-3.000	-2,06
Biomassa S	0	0,00	-1.000	-0,69
Total Biomassa	0	0,00	-4.000	-2,75
Eólicas BA	7.000	5,38	0	0,00
Eólicas MA	5.000	3,84	0	0,00
Eólicas PE	5.000	3,84	0	0,00
Eólicas PI	5.000	3,84	0	0,00
Eólicas RN	5.000	3,84	0	0,00
Total Eólica	27.000	20,76	0	0,00
Solar NE	19.089	11,55	10.505	6,52
Solar SE	23.949	13,71	2.240	0,97
Total Solar	43.038	25,26	12.745	7,49
UHE Jatobá	0	0,00	-1.651	-2,62
UHE Maranhão Baixo	125	0,18	0	0,00
UHE Paranã	90	0,13	0	0,00
UHE Santo Antônio (Chapecó)	84	0,10	0	0,00
Total UHE	300	0,40	-1.651	-2,62
Expansão da Geração	83.351	56,12	-9.683	-10,72

Fonte: Elaboração própria.

6.3.3.2. Custos da expansão da transmissão, custo de operação e custo total

No caso com as UHRs sazonais, houve uma redução de cerca de 6 GW em novas interligações entre Sudeste e Nordeste, com relação ao Caso Base, ao mesmo tempo em que houve um aumento nas interligações entre os subsistemas Sudeste e Sul, como é mostrado na Tabela 13. Em termos de custos, houve uma redução de R\$ 1,17 bilhão anual em

expansão das interligações. Em contrapartida, as UHRs custam R\$ 12,4 bilhões por ano, isto é, mais do que foi economizado em expansão do parque gerador (R\$ 10,72 bilhões) somado à economia com transmissão.

Tabela 13: Caso UHRs sazonais - Custo da expansão da transmissão, custo de operação e custo total

	Expansão (GW)	Custo anualizado (bilhões de R\$)	Diferença para o Caso Base (GW)	Diferença para o Caso Base (bilhões de R\$)
Transmissão SE-NE	16,0	3,44	-6,0	-1,29
Transmissão SE-S	2,0	0,25	1,0	0,12
Subtotal Transmissão		3,68		-1,17
UHR Coxilha Grande (Barra Grande)	2,1	1,67	2,1	1,67
UHR Dos Patos (Segredo)	3,5	2,62	3,5	2,62
UHR Monte Horebe	4,2	3,00	4,2	3,00
UHR Serra do Lajeado III (Lajeado)	7,0	5,09	7,0	5,09
Subtotal UHR	16,8	12,38	17,0	12,38
Custo de Operação		17,73		-4,27
Expansão da Geração		56,12		-10,72
Custo Total		89,91		-3,78
Redução em relação ao Caso Base				-4,0%

Fonte: Elaboração própria.

De forma análoga ao que ocorreu no caso com a UHR Serra de Lajeado, a economia com custos operacionais representou uma redução de R\$ 4,27 bilhões por ano. Ou seja, mais do que compensa o aumento de custos de investimento, permitindo que, ao final, a redução nos custos totais alcance R\$ 3,78 bilhões, ou 4,0% do custo total.

6.3.3.3. Balanço de geração de energia

No caso com as UHRs sazonais, a redução nos custos pode ser melhor compreendida analisando a participação de cada tecnologia, conforme apresentado na Tabela 14. Observa-se que a geração das UHEs é menor no caso com as UHRs sazonais do que no Caso Base, essencialmente pelo fato de a UHE Jatobá não ter sido escolhida para

a expansão no terceiro caso, o que corresponde a uma redução de 5,8 TWh em relação ao primeiro.

Entretanto, as demais UHEs, comuns aos dois casos, geram consideravelmente mais no caso com as UHRs sazonais, com um acréscimo de 2,1 TWh, uma vez que o sistema hídrico se torna mais produtivo, vertendo menos como consequência da operação das usinas reversíveis. As outras energias renováveis também apresentaram um aumento, sobretudo pela maior participação de geração solar, mas, também, pela redução do *curtailment* em 1,1 TWh. A geração térmica diminuiu substancialmente (15,3 TWh), proporcionando uma expressiva redução de custos, equivalente a R\$ 4,27 bilhões, conforme consta Tabela 13, ainda que o sistema precise gerar 3,9 TWh a mais do que no Caso Base para cobrir o consumo das UHRs.

Tabela 14: Balanço de energia
Comparação do Caso Base com o caso de UHRs sazonais,
em TWh

Geração	Caso Base	Caso UHRs sazonais	Diferença
Hidrelétrica (inclusive PCH)	606,7	603,0	-3,7
UHE Jatobá	5,8	0,0	-5,8
Outras hidrelétricas	600,9	603,0	2,1
Outras renováveis	447,7	470,5	22,8
Recurso disponível	467,3	489,0	21,7
<i>Curtilment</i>	-19,6	-18,5	1,1
Termelétricas	115,7	100,4	-15,3
Total da Geração	1.170,0	1.173,9	3,9
Perdas UHR		-3,9	

Fonte: Elaboração própria.

6.4. Simulação da operação em escala horária com usinas hidrelétricas reversíveis sazonais

Os resultados analisados na seção anterior demonstram a viabilidade econômica para a seleção das UHRs no conjunto de empreendimentos que compõe a expansão ótima do sistema, de acordo com a simulação de longo prazo do Plexos. Assim, tendo em vista a configuração do sistema definida por esta simulação, a presente seção expõe o resultado da simulação no módulo de curto prazo, com resolução temporal

horária. Desta forma, pode-se estimar os custos da operação real do sistema e, assim, verificar os benefícios extras das UHRs.

Para verificar o impacto na operação de curto prazo, primeiro foi preciso rodar simulações da operação de médio prazo, sem incluir, no problema, a decisão de investimento, isto é, já com a configuração escolhida pelo modelo de longo prazo. As simulações de MT são semanais e não mais mensais, como nos modelos de LT, e a hidrologia foi representada através de séries hidrológicas semanais que têm exatamente os mesmos valores, em média, das séries de aflúncias utilizadas anteriormente. A resolução temporal é de 21 patamares por semana, divididos em blocos dia/noite. As estratégias de gestão dos reservatórios produzidas pelas simulações de MT foram utilizadas para definir as metas semanais para o volume dos reservatórios nas simulações de ST.

Nas simulações de ST, cada dia foi otimizado individualmente, tendo como ponto de partida o estado do sistema ao final do dia anterior e utilizando a estratégia de gestão de reservatórios fornecida pela simulação de MT correspondente. Foram realizadas, no total, 365 otimizações diárias encadeadas com resolução horária, cada uma com um *look-ahead* provisório de seis dias com menor granularidade temporal. A comparação dos resultados será apresentada na subseção a seguir.

6.4.1. Comparação de custos: Longo prazo x curto prazo

A Tabela 15 apresenta a comparação dos valores de custos de operação das simulações de LT e ST para o Caso Base e para o caso com UHRs sazonais. Observa-se que o custo de operação sempre aumenta na simulação de curto prazo (resolução horária) em relação à simulação de longo prazo (resolução mensal, com 21 patamares de carga). Por exemplo, o custo de operação do sistema na simulação de longo prazo para o Caso Base é R\$ 22 bilhões e passa a R\$ 29,7 bilhões na simulação de curto prazo, ou seja, há um aumento de R\$ 7,7 bilhões. Algo análogo ocorre no caso com as UHRs sazonais, no qual o custo de operação passa de R\$ 17,7 bilhões para R\$ 24,2 bilhões. Neste caso, porém, a diferença de custos é reduzida em R\$ 1,2 bilhão.

Obviamente, como os custos de investimento não se alteram, o custo total sofre um aumento nas simulações de curto prazo correspondente à exata magnitude do aumento dos custos de operação. Em consequência disso, o custo total do caso com as UHRs sazonais fica 4,9% mais barato do que o custo total do Caso Base. A

Tabela 15 exhibe, ainda, os preços¹ médios calculados pelo modelo, que também crescem nas simulações de curto prazo de ambos os casos.

Tabela 15: Custos nas simulações de longo e curto prazos

	Caso Base	Caso UHR sazonais	Diferença (em %)
Custo de operação (em bilhões de R\$)			
Longo prazo	22,0	17,7	-19,4%
Curto prazo	29,7	24,2	-18,5%
Diferença ST - LT	7,7	6,5	
Custo total (em bilhões de R\$)			
Longo prazo	93,7	89,9	-4,0%
Curto prazo	101,4	96,4	-4,9%
Diferença ST - LT	7,7	6,5	
Preço (em R\$/MWh)			
Longo prazo	211,0	196,4	-6,9%
Curto prazo	232,8	223,7	-3,9%
Diferença ST - LT	21,8	27,3	

Fonte: Elaboração própria.

O maior custo das simulações horárias está relacionado à maior granularidade temporal, a qual permite considerar dados como o tempo de viagem da água entre os reservatórios das hidrelétricas e as restrições de variação de potência (rampa) dos geradores. O balanço hídrico de cada reservatório, o qual, na simulação de longo prazo, é realizado mensalmente, na simulação de curto prazo ocorre a cada hora, o que torna a operação dos reservatórios mais restrita. Finalmente, enquanto a simulação de longo prazo representa as gerações solar e eólica pela média verificada em cada patamar ao longo de um mês, a simulação de curto prazo utiliza o valor efetivo de cada hora, o que obriga a lidar com uma maior dispersão horária na geração de fontes renováveis.

6.4.2. Geração média por tecnologia

Em função do maior detalhamento das restrições operativas na simulação de curto prazo, o custo de geração tende a encarecer, o que pode ser visto na Tabela 16. O somatório da geração das hidrelétricas e das outras renováveis cai tanto no Caso Base como no caso com as

¹ O preço é dado pelo custo marginal de operação a cada hora.

UHRs sazonais, uma vez que há mais vertimento pelas hidrelétricas e mais cortes de renováveis (*curtailment*) em uma simulação com maior granularidade temporal (mais aderente à operação do sistema) do que em uma simulação simplificada. No entanto, a queda é mais pronunciada no Caso Base (redução de R\$ 22 TWh) do que no caso com as UHRs sazonais (redução de 18,8 TWh).

A geração térmica aumenta em ambos os casos, praticamente na mesma magnitude (22,2 TWh, no Caso Base, e 21,7 TWh, no caso com UHRs sazonais), permanecendo, porém, bem menor no caso com as UHRs sazonais. Finalmente, há um grande aumento das perdas decorrentes da operação das UHRs (6,8 TWh, representando um acréscimo de 2,9 TWh), o que indica uma maior quantidade de ciclos de carregamento na simulação de curto prazo para compensar as maiores variações da geração renovável intermitente, as limitações de rampa dos geradores e as limitações hidrológicas de curto prazo para a operação de hidrelétricas.

Tabela 16: Geração média por tecnologia - Comparação entre o Caso Base e o caso com UHRs sazonais, em TWh

Geração	Caso Base	UHRs sazonais
Hidrelétricas e outras renováveis		
Longo Prazo	1.054,3	1.073,5
Curto Prazo	1.032,1	1.054,7
ST - LT	-22,2	-18,8
Térmicas		
Longo prazo	115,7	100,4
Curto prazo	137,9	122,1
Diferença	22,2	21,7
Perdas UHR		
Longo prazo	0,0	-3,9
Curto prazo	0,0	-6,8
Diferença	0,0	-2,9

Fonte: Elaboração própria.

6.4.3. Refinamentos na modelagem

Os resultados apresentados acima exibem um padrão bastante comum na modelagem dos sistemas elétricos, no qual a modelagem de curto prazo, com maior granularidade temporal e maior nível de detalhes na representação das restrições do sistema, revela custos operacionais mais elevados do que os percebidos por modelagens de

longo e médio prazo, que, para serem computacionalmente viáveis, inevitavelmente repousam sobre simplificações na representação do funcionamento do sistema. Este problema tende a ser particularmente agudo para a modelagem de curto prazo de sistemas que possuem uma operação de curto prazo mais complexa, notadamente devido à alta participação de renováveis não controláveis.

Um refinamento desejável para a modelagem consistiria em calibrar os modelos de mais longo prazo a partir dos modelos de curto prazo, de modo que aqueles passem a apresentar custos convergentes nas mesmas condições de carga, hidrologia, vento, etc. Para as finalidades do presente estudo, porém, o trabalho de calibragem não se mostrou crítico, pois o benefício que se procurava demonstrar, notadamente o papel das UHRs na redução dos custos operacionais do sistema, é ainda mais intenso nas modelagens de curto prazo do que nas de longo prazo. A correta calibragem dos modelos de mais longo prazo provavelmente levaria a um plano de expansão com maiores investimentos ou a custos operacionais superiores.

6.4.4. Receitas das usinas hidrelétricas reversíveis no mercado de energia

No intuito de apresentar o resultado financeiro que as UHR teriam caso atuassem unicamente com compra e venda de energia no mercado de curto prazo, a Tabela 17 contém os custos anualizados de cada usina e a receita líquida anual para as simulações de curto e longo prazo. Observa-se que a receita líquida é calculada pelo valor das vendas de energia (energia vendida ao preço do momento) deduzida das compras de energia (energia comprada ao preço do momento).

Deste modo, na simulação de longo prazo, na qual a representação da carga e da geração renovável foi realizada em patamares, as receitas líquidas com compra e venda de energia correspondem a uma fração sempre menor do que 10% dos custos anualizados das usinas. A situação melhora na simulação de curto prazo, na qual há maiores e mais frequentes diferenças de preços e as usinas auferem maiores receitas líquidas. Ainda assim, no melhor caso, a usina consegue cobrir apenas 38,9% do custo anualizado com o resultado no mercado de energia.

Tabela 17: Receitas das UHRs e das UTEs nas simulações de longo e curto prazos

Usina	Custo anualizado (bilhões de R\$)	Longo Prazo		Curto Prazo	
		Receita líquida anual (bilhões de R\$)	Receita/Custo	Receita líquida anual (bilhões de R\$)	Receita/Custo (%)
UHR Serra do Lajeado (Lajeado)	5,09	0,51	9,9%	1,70	33,8
UHR Monte Horebe	3,00	0,24	8,1%	1,20	38,6
UHR dos Patos (Segredo)	2,62	0,14	5,2%	0,40	14,9
UHR Coxilha Grande (Barra Grande)	1,67	0,08	4,7%	0,20	9,3
UTE Gás Ciclo Aberto – Sul	9,60	0,00	0,0%	0,00	0,0

Fonte: Elaboração própria.

A situação é ainda pior nas usinas de ciclo aberto representadas na última linha da Tabela 17, cuja receita líquida, isto é, a venda total de energia deduzida dos gastos com combustíveis, é zero na simulação de longo prazo e quase zero na simulação de curto prazo. Isto quer dizer que, via de regra, tais UTEs, quando despacham, são as usinas com maior custo variável e que, por isso, marcam o preço do mercado e acabam tendo receitas com vendas iguais aos custos variáveis. Assim, fica claro que as UHRs e, de forma ainda mais intensa, as UTEs com CAPEX baixo e custo variável elevado não serão financeiramente sustentáveis para o investidor com base apenas em vendas no mercado de energia.

6.5. Resumo da expansão do Sistema Interligado Nacional na década de 2030

Nesta seção, são resumidos alguns dos principais resultados obtidos a partir da modelagem realizada e apresentada nas seções anteriores. Além dos principais elementos norteadores da configuração geral dos casos desenvolvidos, faz-se uma avaliação da expansão do SIN para 2039, em comparação com os valores observados em 2019 e estimados, para 2029, no PDE 2029. A Tabela 18 compara estes casos em termos das demandas de cargas totais e máximas instantâneas.

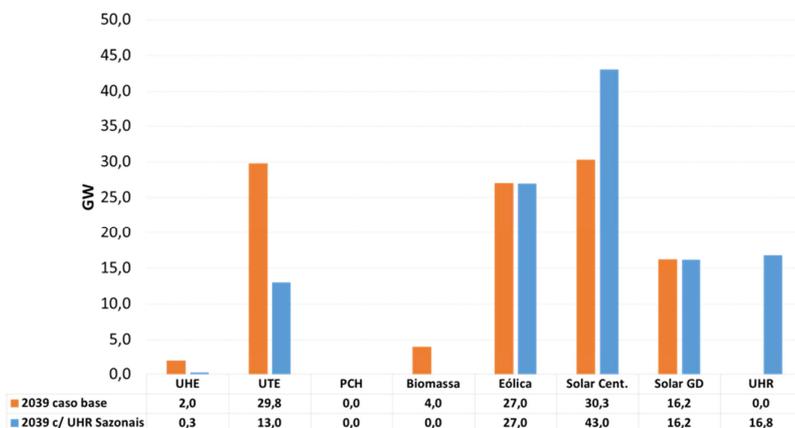
Tabela 18: Comparativo das cargas totais e máximas instantâneas entre 2019, 2029 e 2039

Ano	Carga (GWméd)	Ponta da Carga (GW)
2019	70	100
2029	101	143
2039	134	189

Fonte: Elaboração própria com base em dados do PDE 2029.

Na sequência, a Figura 2 apresenta uma comparação da expansão das fontes de geração do SIN para o Caso Base, no qual as UHRs não são uma alternativa para o modelo, frente ao caso no qual as UHRs sazonais são projetos candidatos à expansão. Observa-se, aqui, uma redução da expansão térmica, compensada pela entrada de UHRs, de modo a permitir uma penetração, ainda maior, da geração solar centralizada.

Figura 2: Expansão da geração por fonte de geração, em GW



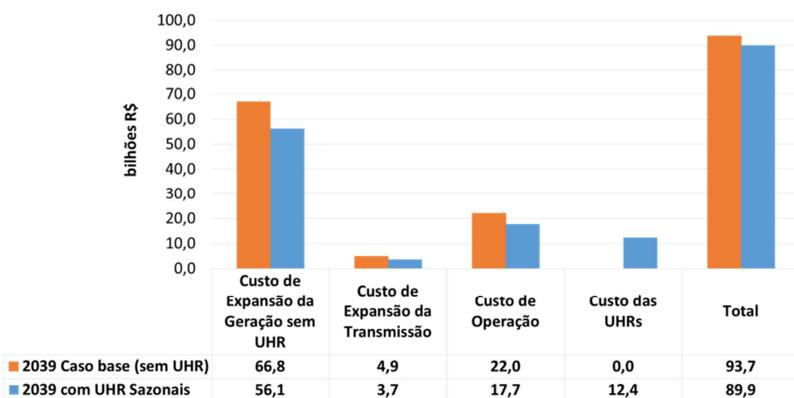
Fonte: Elaboração própria.

De fato, a entrada de projetos de geração solar centralizada aumentou de 30,3 GW, no Caso Base, para 43,0 GW no caso com UHRs sazonais. Em contrapartida, a participação dos projetos de UHEs, UTEs e usinas à biomassa diminuiu, respectivamente, 1,7 GW, 16,8

GW e 4,0 GW. Destaca-se que a redução de projetos com maior previsibilidade de geração e o maior volume de projetos renováveis com geração variável são sustentados pela entrada de 16,8 GW de UHRs, tecnologia capaz de entregar confiabilidade, flexibilidade e armazenamento ao sistema.

Em termos de custo, o caso com UHR sazonais mostra-se mais econômico do que o Caso Base, conforme apresentado na Figura 3, abaixo. Neste sentido, mesmo o custo de expansão da geração sendo superior ao verificado no Caso Base, a economia obtida na expansão da transmissão e na operação compensa o investimento, gerando um custo total mais baixo para o caso com UHRs sazonais.

Figura 3: Comparativo dos custos de expansão do setor entre o Caso Base e o caso com UHRs sazonais (em bilhões de R\$)



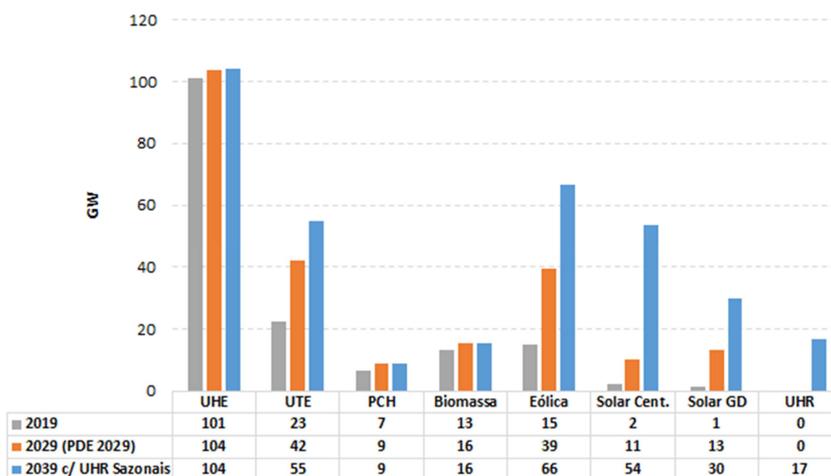
Fonte: Elaboração própria.

A fim de oferecer uma maior compreensão sobre a expansão em termos de capacidade instalada e de geração em 2039, a Figura 4 e a Figura 5 apresentam, respectivamente, os comparativos da capacidade instalada por fontes de geração em valores absolutos para os anos de 2019, 2029 e 2039, do perfil da capacidade instalada por fonte de geração, o que permite uma avaliação mais direta de quais fontes passaram a ter maior importância no SIN, e, por fim, do perfil de geração observado em 2019 e o simulado na operação do sistema no caso com UHRs sazonais.

Em todas as figuras, pode-se notar a crescente participação de fontes renováveis, tanto em termos de capacidade quanto de geração. Tal

aspecto está de acordo com a tendência de expansão do Setor Elétrico Brasileiro e é intensificado pela presença de UHRs, capazes de absorver a variabilidade, permitindo uma maior entrada de fontes renováveis.

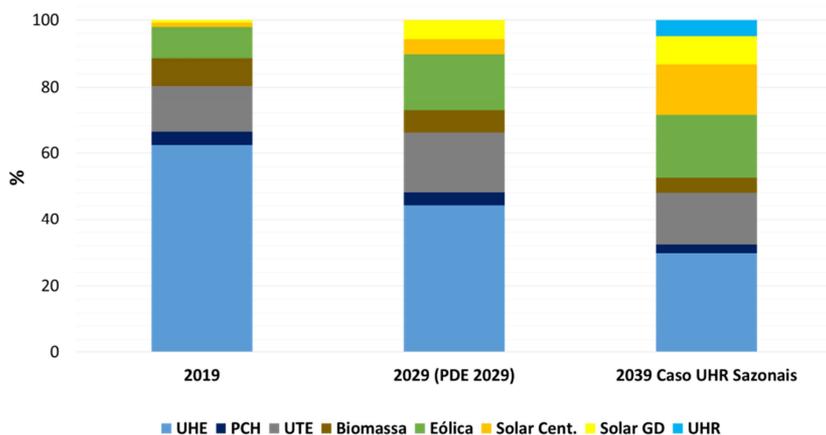
Figura 4: Comparativo da capacidade instalada por fonte de geração entre 2019, 2029 e 2039



Fonte: Elaboração própria.

Nota-se que a presença de UHRs mantém o crescimento das usinas eólicas, com a inserção de 27 GW entre 2039 e 2029 frente à inserção de 24 GW estimada pelo PDE 2029, ao passo que reduz a derivada de crescimento das UTEs e viabiliza forte crescimento das usinas solares. As UTEs, por sua vez, crescem 19 GW no período do PDE 2029 e outros 13 GW até 2039. Em paralelo, a capacidade instalada de geração solar (centralizada e distribuída) apresentou um aumento de 21 GW, no horizonte do PDE 2029, e de 60 GW, entre 2039 e 2029.

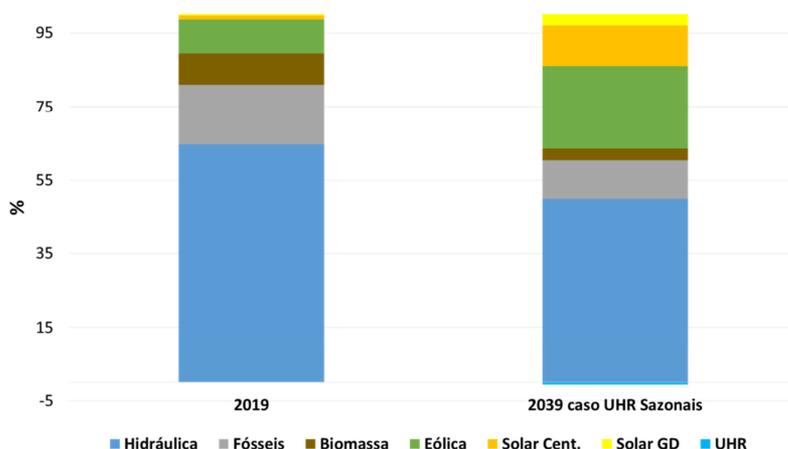
Figura 5: Comparativo do perfil da capacidade instalada por fonte de geração entre 2019, 2029 e 2039



Fonte: Elaboração própria.

No que diz respeito à participação das fontes, fica evidente a tendência de maior diversificação da matriz em termos de capacidade instalada no horizonte de 2039. A matriz elétrica brasileira, tradicionalmente hídrica, reduziria a participação desta fonte de, aproximadamente, 72% em 2019 para 48% em 2029 e 37% em 2039, incluindo UHEs, PCHs e UHRs. As fontes fósseis, que representaram cerca de 15% da matriz em 2019, aumentam para 18% em 2029 e, por conta da inserção das UHRs, recuam para 16% da capacidade instalada do SIN em 2039. As usinas eólicas e solares, que representaram, juntas, cerca de 12% da matriz em 2019, atingem 27% em 2029 e 43% em 2039.

Figura 6: Comparativo do perfil de geração por fonte entre 2019 e 2039



Fonte: Elaboração própria.

Quanto ao perfil de geração de energia, destaca-se a diminuição da participação das UTEs, de 16% para 10% do total, assim como da geração hídrica, de 65% para, aproximadamente, 50%. As outras fontes renováveis, como eólica, solar e biomassa, dobraram a sua participação em conjunto na matriz de geração de 2019 para 2039. Contudo, a participação das UHRs é negativa no perfil de geração, uma vez que se trata de um agente consumidor líquido de energia, de modo a representar um aumento de carga para o sistema.

Neste contexto, é importante destacar que a flexibilidade operativa das UHRs permite o fornecimento de benefícios adicionais ao sistema para além da venda de energia, tais como a possibilidade de uma maior penetração de fontes renováveis variáveis, uma menor necessidade de investimento em transmissão e uma economia no custo total do sistema. Estes benefícios adicionais devem ser adequadamente valorados e considerados na remuneração das UHRs, de forma a promover uma justa comparação da viabilidade financeira dos empreendimentos.

Conclusões

Neste capítulo, foi avaliada a viabilidade econômica das UHRs no sistema elétrico brasileiro e os resultados obtidos nas simulações confirmam que esta tecnologia é uma opção economicamente desejável para a expansão do SIN no longo prazo. Observa-se que esta avaliação foi realizada através de parâmetros de custos e de configuração do sistema baseados nas metodologias oficiais do planejamento da expansão do SIN. A economicidade do armazenamento de energia centralizado por meio de UHRs é demonstrável para um sistema que tende a se expandir com o aumento de participação de fontes de energia renováveis não controláveis e de baixo custo, que trazem com elas a necessidade de contratação de fontes de potência firme complementar.

Os benefícios das UHR não estão restritos, porém, ao suprimento de potência firme. Esta tecnologia também se mostra econômica para a expansão da transmissão, permitindo protelar reforços nas interligações de longa distância e aumentar a penetração de renováveis intermitentes em áreas de grande potencial, mas distantes dos principais centros de consumo. Além disso, a capacidade de armazenar energia, quando abundante para a utilização em momentos de escassez, provém uma maior eficiência ao sistema, reduzindo o volume de cortes de renováveis (*curtailment*) e de vertimentos, de modo a contribuir à redução dos custos operacionais.

No entanto, ressalta-se que estas usinas só serão financeiramente viáveis para os investidores se possuírem uma remuneração segura no longo prazo. Os resultados preliminares apresentados aqui indicam que o valores das compras e vendas no mercado de energia de curto prazo não alcançam os custos destes projetos. Portanto, mesmo que as UHRs se mostrassem viáveis através de compra e venda no mercado de curto prazo, isso não garantiria sua viabilidade financeira, pois são empreendimentos com alto investimento inicial e longo prazo de retorno, o que aumenta o risco do investidor.

Desta forma, são necessários mecanismos adicionais capazes de remunerar os empreendimentos e, assim, atrair investimentos. As opções mais evidentes para viabilizar estes projetos seriam a elaboração de contratos de longo prazo análogos aos atuais contratos por disponibilidade com termelétricas ou a criação de mecanismos de remuneração da capacidade, por exemplo, através de um mercado de capacidade. Uma análise acerca desse tema é apresentada no Capítulo 7.

Por outro lado, ao ficar demonstrado que as UHRs são uma tecnologia de interesse para a expansão do SIN, evidencia-se a necessidade de atualizar a regulação para que tais projetos possam, de fato, ser desenvolvidos. Neste sentido, para além de eventuais aperfeiçoamentos ao modelo comercial, o desenvolvimento de UHRs requer uma regulação que possibilite que empresas privadas se sintam seguras a investirem nas fases iniciais de prospecção e nos estudos iniciais de projetos destas usinas, para que, posteriormente, sejam integradas ao planejamento da expansão do SIN e, eventualmente, colocadas em leilão. Alguns desses aspectos são abordados no Capítulo 8 do presente livro.

Referências Bibliográficas

- CASTRO, G. M. Avaliação do valor da energia proveniente de usinas heliotérmicas com armazenamento no âmbito do Sistema Interligado Nacional. Dissertação de M.Sc. Programa de Planejamento Energético. COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, 2015.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Nota Técnica nº 35 de 2017 - Revisão 2 - Análise do Atendimento à Demanda Máxima de Potência (EPE-DEE-NT-035/2017-r2). Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-423/topico-482/NT_EPE-DEE-NT-035_2017-r2.pdf.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Nota Técnica nº 57 de 2019 - Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro - Metodologia e Cálculo - 2019 (EPE-DEE-NT-057/2019-r0). Estudos para a Expansão da Geração. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-423/topico-482/NT_CME_EPE_DEE-NT-057_2019-r0.pdf.
- MME, Ministério de Minas e Energia; EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia PDE 2029. 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>.
- ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. Manual de Procedimentos da Operação. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>. Acessado em: 01/12/2020.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. Atualização de Séries Históricas de Vazões Período 1931 a 2018. ONS DOP - REL - 0156/2019.

Anexo I - Usinas Reversíveis no Planejamento da Transmissão

A inserção de UHRs nos sistemas elétricos promove um aumento da versatilidade operacional e um ganho de potência, por estas usinas atuarem como instrumentos de armazenamento de energia e de garantia de potência em momentos de alta demanda. Além disso, as UHRs podem oferecer benefícios complementares ao sistema. Por exemplo, os resultados da simulação do SIN, apresentados na Seção 6.3, mostram que a presença das UHRs reduziu a necessidade de expansão do sistema de transmissão. Para melhor compreensão deste resultado, este anexo irá apresentar uma análise quantitativa com a finalidade de detalhar a capacidade de postergação dos gastos na expansão do sistema de transmissão. Deste modo, serão expostos os resultados de diversas simulações computacionais realizadas no *software* Análise de Redes Elétricas (ANAREDE)¹, com a aplicação em um caso prático de UHR como mecanismo de adiamento nos investimentos do sistema de transmissão, assim como uma análise econômica preliminar.

Postergação de investimentos na transmissão – Estudo de Caso: UHR Serra do Lajeado

No Brasil, os custos de investimentos em expansão no segmento de transmissão são elevados, especialmente porque os principais potenciais de geração ainda não explorados se encontram em regiões afastadas dos principais centros de cargas, como a Região Norte, que possui um grande potencial hidrelétrico, e a Região Nordeste, que conta com um grande potencial eólico e solar. Neste sentido, de acordo com o PDE 2029, os investimentos em linhas de transmissão e em subestações podem atingir, aproximadamente, R\$ 104 bilhões até 2029.

Desta forma, a utilização de UHRs poderá auxiliar o sistema de transmissão como um mecanismo de postergação de gastos, consumindo fluxos excedentes nas linhas para injetá-los no sistema em outro momento, além de contribuir na integração com os recursos energéticos variáveis e beneficiar o sistema com os serviços ancilares.

¹ O programa computacional ANAREDE, desenvolvido pelo Cepel, é o mais utilizado no Brasil para análise de Sistemas Elétricos de Potência em regime permanente, reunindo programas de fluxo de potência, equivalente de redes, análise de contingências, análise de sensibilidade de tensão e de fluxo e análise de segurança de tensão.

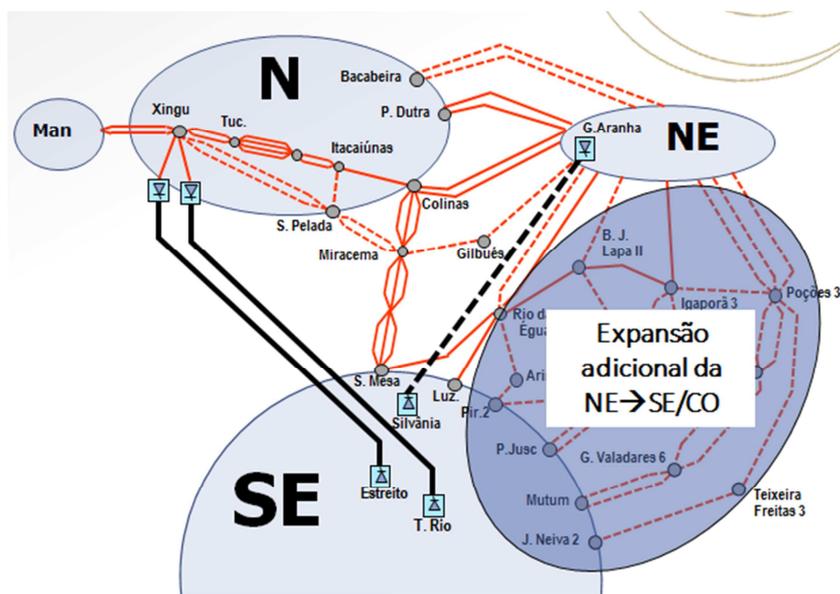
Neste contexto, torna-se relevante analisar os efeitos operativos e econômicos advindos da inserção de uma UHR com localização estratégica no SIN, para possibilitar o adiamento de investimentos na transmissão.

De acordo com o PDE 2029, um dos projetos de maior porte e mais oneroso indicado para expansão do SIN na área de transmissão é o reforço de escoamento da geração de energia entre os subsistemas Norte/Nordeste e Sudeste. O Plano aponta que o aumento de geração eólica na Região Nordeste proporcionará, no período úmido, um alto nível de carregamentos nas linhas entre as Regiões Norte/Nordeste e Sudeste, pois, nesta época, estas interligações também escoam a geração das usinas a fio d'água da Região Norte.

Embora os ventos sejam mais fortes no período seco, quando não há concorrência com a geração das UHEs Belo Monte e Tucuruí, a probabilidade de ocorrência pontual de fortes volumes de geração eólica durante o período úmido é considerável. Com isso, os reforços das interligações são necessários para escoar esta energia. Neste sentido, a EPE sinaliza a construção de um novo elo em corrente contínua (CC), para o ano de 2026/2027, eletricamente superposto à malha planejada em corrente alternada (CA).

A Figura 7 representa onde seria localizado esse elo em CC no SIN, cujas características sugeridas são um bipolo de CC, com uma capacidade de 4.000 MW, interligando as novas subestações de 500 kV Graça Aranha, no Maranhão, e Silvânia, em Goiás, e a extensão de 1.460 km (EPE, 2019).

Figura 7: Localização do novo elo em CC interligando as Regiões NE e SE



Fonte: EPE (2019).

Observa-se que uma alternativa de protelar o investimento no novo elo em corrente contínua foi estudada, através da implantação de uma UHR capaz de armazenar excessos pontuais de geração não controlável das Regiões Norte e Nordeste. Deste modo, a construção de uma UHR deveria se localizar próxima às linhas de transmissão Norte-Sul, um dos principais canais de transmissão de energia no Brasil¹.

Com base na metodologia apresentada no Capítulo 4, foi realizada uma busca topográfica de pontos factíveis para a construção de uma UHR de grande porte ao longo das linhas de transmissão Norte-Sul. A partir disso, foi encontrada uma possível localização para a construção da UHR na Serra do Lajeado, com reservatório nos municípios de Lajeado e Palmas, no Tocantins, utilizando como reservatório inferior

¹ Essa interligação é de extrema importância na operação do SIN e consiste em uma linha de transmissão trifásica em corrente alternada, com cerca de 1.276 km de extensão, saindo da subestação de Samambaia (GO) até Imperatriz (MA) e passando pelas subestações de Colinas, Miracema, Gurupi, Serra da Mesa, entre outras. Sua primeira fase entrou em operação no ano de 1999 e possui uma capacidade de transmissão de energia de 2.000 MW a 3.300 MW, dependendo do trecho da interligação (EPE, 2019).

o lago da UHE Lajeado¹. Após a identificação do local da UHR, foi sobreposto o mapa das linhas de transmissão e estabeleceu-se a subestação de Miracema como o ponto de conexão da usina com o SIN.

No intuito de analisar a possibilidade de postergação de investimento com este projeto de armazenamento, será apresentada, a seguir, uma avaliação dos benefícios da UHR para o SIN sob o ponto de vista elétrico. Observa-se que as simulações computacionais foram realizadas pelo *software* ANAREDE, a partir das quais foi possível calcular os fluxos de potência na Interligação Norte-Sul. Os parâmetros elétricos do SIN para as simulações estão disponibilizados pela EPE².

Além disso, a EPE disponibiliza seis cenários diferentes de simulações do SIN para cada ano de expansão do plano decenal, divididos em patamares de carga e períodos do ano. Os patamares de cargas são, por sua vez, classificados pelos níveis de demanda de energia dos consumidores, sendo esta leve (durante a madrugada), média (durante o dia) e pesada (final da tarde e começo da noite). Os períodos são classificados em norte úmido e norte seco, em reflexo da grande capacidade de geração das UHEs nessa região, as quais, por serem, em grande parte, usinas à fio d'água, apresentam perfil sazonal, o que influencia toda a operação do SIN.

Com base nestes cenários da EPE, foram realizadas simulações de casos de operação para o ano de 2029 sem o elo CC previsto pela EPE. Estas simulações consideraram cenários com e sem a UHR conectada na subestação de Miracema. Ademais, cada cenário foi simulado nos períodos norte úmido e norte seco, bem como nos diferentes patamares de carga (leve, média e pesada). Em seguida, foram simuladas situações em que a UHR estivesse operando tanto no modo bombeamento quando no modo geração e, em síntese, foram realizadas simulações elétricas do SIN considerando os seguintes cenários principais:

- a) Ano de referência 2029 sem elo em CC;
- b) Ano de referência 2029 sem elo em CC e com UHR de 4 GW; e
- c) Ano de referência 2029 sem elo em CC, com UHR de 4 GW e com reforços no SIN.

¹ Os dados topográficos referentes a esta UHR, assim como os estudos sobre o local de sua construção, foram apresentados nos Capítulos 4 e 5 deste livro.

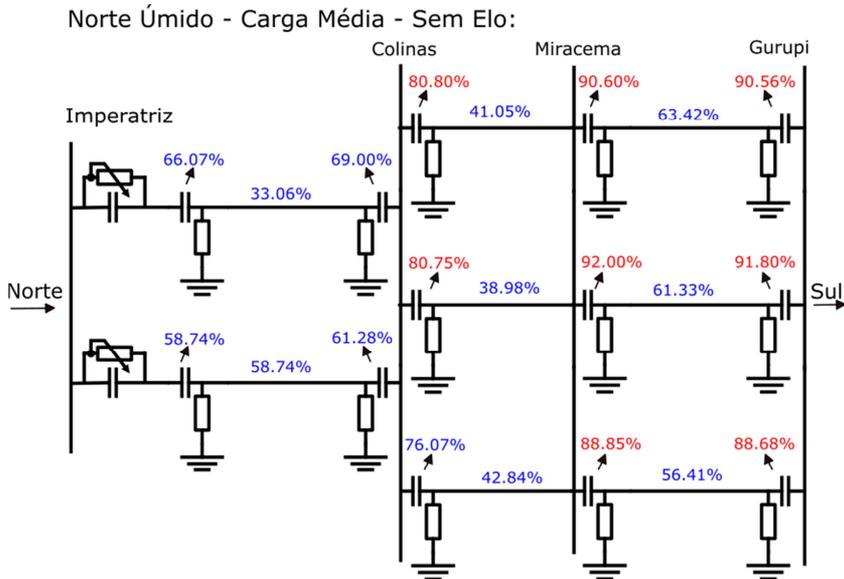
² Parâmetros elétricos disponíveis em <https://www.epe.gov.br/pt>.

Simulações da Interligação Norte-Sul sem elo em CC

Primeiramente, foram simulados os casos sem a presença do elo em CC, no intuito de analisar o carregamento das linhas de transmissão Norte-Sul sem este reforço. Os resultados para a carga leve nos períodos úmido e seco demonstraram fluxos baixos nas linhas, devido à baixa demanda na Região Sudeste. Mesmo no período úmido, quando a geração hídrica é alta, todos os fluxos estiveram muito abaixo do limite máximo de carregamento das linhas.

Para o patamar de carga média, quando há maior geração solar, os fluxos das linhas, durante o período seco, foram muito baixos, mostrando pouca exportação de energia para o Sudeste, provavelmente por conta da alta geração solar nessa região e da baixa geração hídrica nas usinas a fio d'água da Região Norte. Contudo, durante o período úmido, os fluxos nas linhas são altos, próximos aos seus limites máximos, conforme pode ser observado na Figura 8, pois as gerações solar e eólica se somam à intensa geração hídrica do período, aumentando significativamente o fluxo nas linhas de transmissão do Norte para o Sul.

Figura 8: Representação da Interligação Norte-Sul, no ano 2029, para o patamar de carga média, durante o período norte úmido e sem novo elo em CC



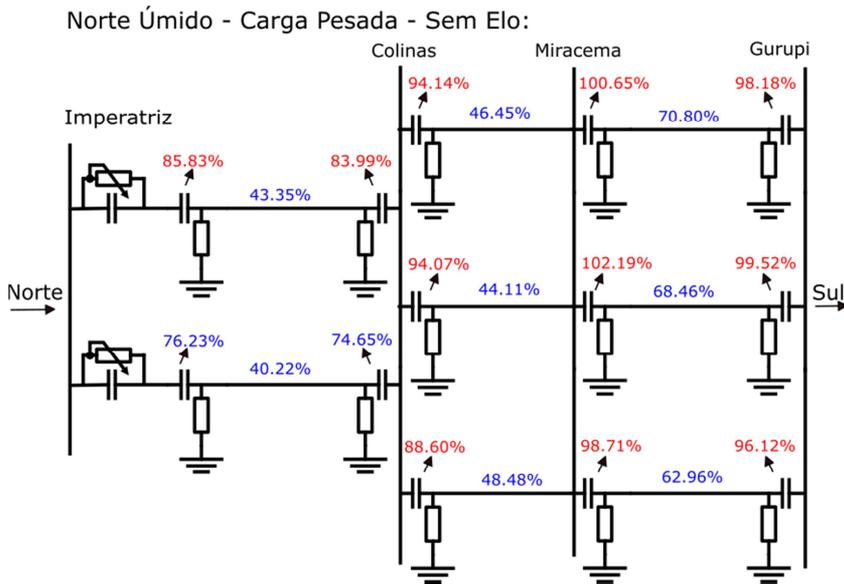
Fonte: Elaboração própria.

Nota-se que a Figura 8 exibe uma representação simplificada do sistema elétrico de um trecho da Interligação Norte-Sul, passando pelas Subestações de Imperatriz, Colinas, Miracema e Gurupi. Para o entendimento da direção dos fluxos, é importante ter em mente que a subestação Imperatriz está localizada mais ao norte e a subestação Gurupi mais ao sul do país. Ademais, as barras maiores representam as subestações e os elementos entre elas são os capacitores de potência de cada linha. Os percentuais de carregamento de cada componente estão indicados na figura, sendo em cor vermelha os percentuais acima de 80%, considerados mais críticos.

Por meio desta mesma lógica de representação, a Figura 9 exibe a situação mais crítica das simulações deste caso com carga pesada, a qual, novamente, ocorre durante o período úmido, uma vez que a geração hídrica na Região Norte é muito alta e há forte exportação para as Regiões Sul e Sudeste. Assim, a alta afluência dos rios da Bacia Amazônica juntamente com o alto fator de capacidade de geração eólica no Nordeste resultam em um nível de carregamento muito alto nas linhas. Neste caso, é possível observar que, em alguns pontos das

linhas, os níveis dos fluxos atingem os seus limites máximos, ou seja, mais que 100% dos seus valores nominais. É esperado que o ONS não permita que um cenário como este ocorra, reduzindo a geração. Entretanto, isto tende a envolver vertimentos turbináveis em hidroelétricas a fio d'água e o não aproveitamento da geração eólica disponível.

Figura 9: Representação da Interligação Norte-Sul, no ano 2029, para o patamar de carga pesada, durante o período norte úmido e sem novo elo em CC



Fonte: Elaboração própria.

Somente os cenários de carga média e pesada no período úmido apresentam problemas de operação associados a níveis de carregamento superiores ou muito próximos aos seus valores nominais. Isso mostra que, em grande parte do tempo, a Interligação Norte-Sul pode ser operada sem atingir seus níveis de carregamento máximos mesmo sem a presença do elo em CC, de modo a, muitas vezes, operar de forma ociosa. Neste contexto, tais cenários em que há um excesso de geração nas Regiões Norte e Nordeste poderiam ser utilizados para armazenar energia através da UHR, ao invés de construir o novo elo em CC. A UHR possuiria uma vantagem adicional de poder devolver ao sistema a maior parte da energia armazenada em momentos com

capacidade de escoamento e energia escassa, como, por exemplo, nos horários de ponta em que a geração não controlável seja baixa.

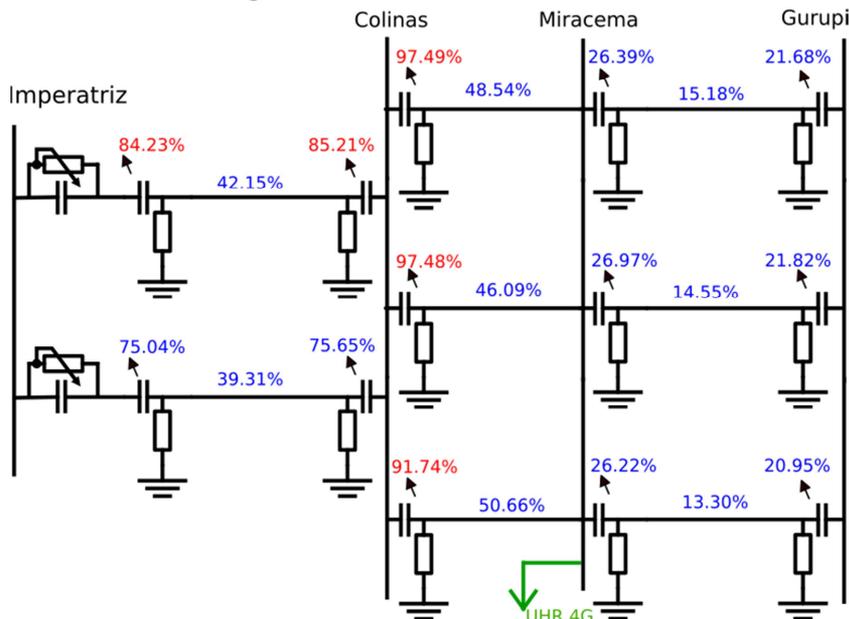
Simulações da Interligação Norte-Sul com a usina hidrelétrica reversível bombeando

Em consequência dos resultados anteriores, foram realizadas simulações considerando os dois cenários mais críticos (norte úmido com as cargas média e pesada), porém, agora, com a presença da UHR em modo bombeamento, ou seja, atuando como uma carga no sistema. A UHR foi adicionada na subestação de Miracema e a potência considerada foi de 4.000 MW, a mesma do novo elo em CC previsto pela EPE. Além disso, foi estipulado um aumento de geração na Região Sudeste na mesma proporção da capacidade da UHR, para garantir que não houvesse um déficit de energia na região, uma vez que os patamares considerados são de carga média e pesada, ou seja, o momento no qual esse subsistema mais demanda energia.

O primeiro caso, representado na Figura 10, mostra a UHR, ilustrada no diagrama como uma seta ligada na subestação de Miracema, bombeando energia durante o período úmido com um patamar de carga média. Através dos resultados, foi possível observar uma redução dos fluxos em comparação com o cenário sem a presença da UHR, pois a usina consegue absorver energia excedente proveniente das Regiões Norte e Nordeste. Tal resultado é positivo, visto que essa energia, possivelmente, não poderia ser armazenada, uma vez que é gerada através de fontes eólica e hídrica a fio d'água.

Figura 10: Representação da Interligação Norte-Sul, no ano 2029, para o patamar de carga média, durante o período norte úmido, sem novo elo em CC e com a adição da UHR absorvendo energia

Norte Úmido - Carga Média - Sem Elo com UHR 4G bombeando:

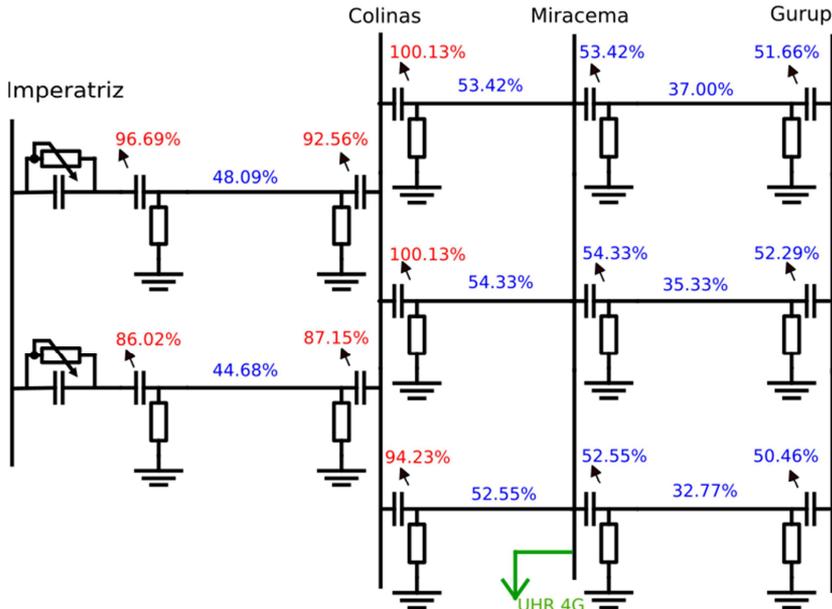


Fonte: Elaboração própria.

O segundo caso que apresentou maiores níveis de carregamento nas linhas sem o novo elo em CC se configurou durante o período úmido com carga pesada (Figura 11). Nesta simulação, ao adicionar a UHR, também foi possível observar uma redução dos fluxos de potência nas linhas de transmissão em relação ao caso sem a UHR, conforme demonstra a figura abaixo.

Figura 11: Representação da Interligação Norte-Sul, no ano 2029, para o patamar de carga pesada, durante o período norte úmido, sem novo elo em CC e com a adição da UHR absorvendo energia

Norte Úmido - Carga Pesada - Sem Elo com UHR 4G bombeando:



Fonte: Elaboração própria.

Contudo, em ambos os casos, destaca-se que a presença da UHR sobrecarregou ainda mais os capacitores de potência da rede entre as subestações de Imperatriz e Miracema. Conclui-se, assim, que além da UHR, seria necessário um reforço no sistema de transmissão nesse trecho, para a operação do cenário simulado com segurança.

Simulações da Interligação Norte-Sul com a usina hidrelétrica reversível gerando

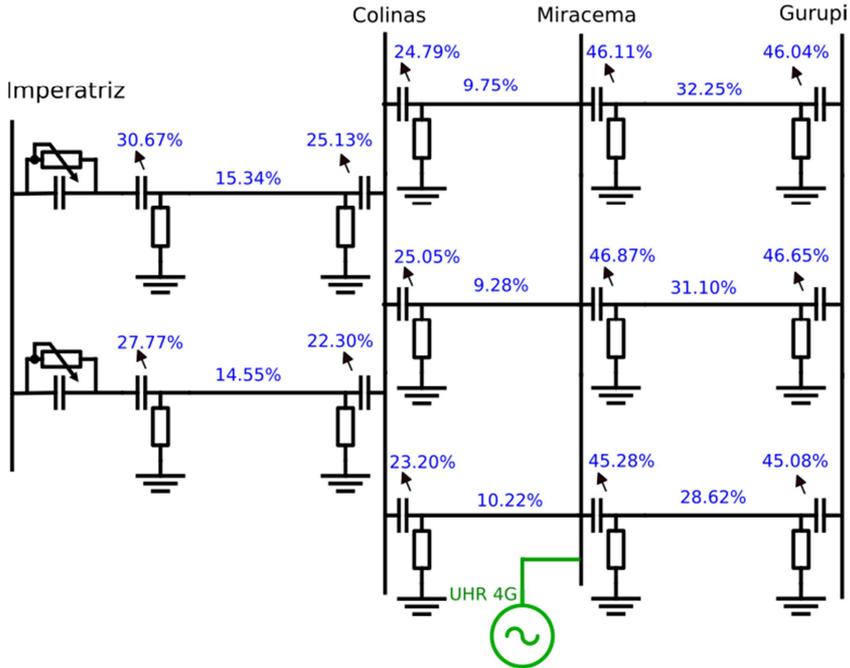
Até então, foram apresentadas as simulações de funcionamento da UHR como mecanismo de absorção de potência na forma de armazenamento de energia, todavia uma grande vantagem desta tecnologia é poder ser utilizada, também, para gerar energia. Assim, com a finalidade de analisar as consequências elétricas deste tipo de operação, foi

simulado um caso no qual a usina estaria atuando na geração de energia para o sistema. Para isso, foi considerado um cenário de período seco e carga pesada, momento no qual a geração das hidrelétricas a fio d'água do norte é baixa e há maior demanda de energia.

O resultado da simulação exibe um fluxo muito baixo entre as subestações de Colinas e Miracema, tendo em vista que grande parte da energia exportada para as Regiões Sudeste e Sul é gerada pela UHR. Após a subestação de Miracema, os fluxos de potência são maiores, no entanto respeitam os limites máximos de operação, conforme mostra a Figura 12. Esse resultado evidencia que a UHR poderia ser utilizada tanto como fonte de armazenamento de energia, como demonstrado nos casos anteriores, quanto como fonte de geração de energia em períodos nos quais a geração não controlável é escassa.

Figura 12: Representação da Interligação Norte-Sul, no ano 2029, para o patamar de carga pesada, durante o período norte seco, sem novo elo em CC e com a adição da UHR gerando energia

Norte Seco - Carga Pesada - Sem Elo com UHR 4G gerando:



Fonte: Elaboração própria.

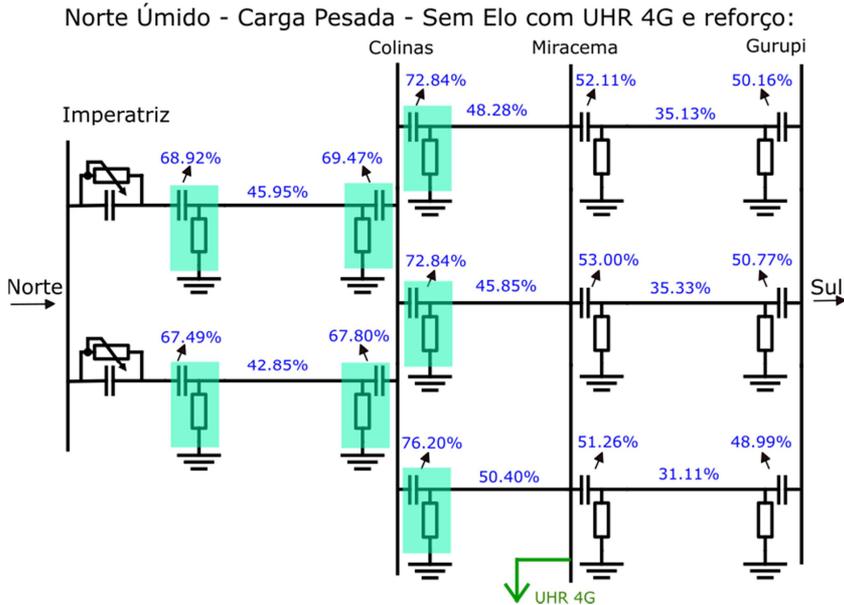
Destaca-se que todos os resultados simulados mostraram que seria possível operar o SIN com a presença da UHR e de reforços adicionais no sistema de transmissão, mesmo sem a construção do novo elo em CC. Neste sentido, ao incluir a UHR no sistema, foi possível articular a geração das fontes renováveis através do mecanismo de armazenamento de energia, reduzindo os fluxos de potências em momentos de maior geração de energia. Portanto, comprova-se o papel das UHRs como um mecanismo de integração das fontes renováveis de energia e, sobretudo, como uma alternativa para a postergação dos possíveis gastos em investimentos no sistema de transmissão, como a construção do novo elo em CC prevista pela EPE.

Por outro lado, embora a UHR permita postergar a construção do elo em CC, seriam necessários reforços na Interligação Norte-Sul para comportar esta nova usina, os quais são pequenos se comparados aos investimentos associados à expansão da rede de transmissão prevista pela EPE. Por fim, como última análise, foi simulado o sistema com a inclusão desses reforços na rede por conta da presença da UHR.

Simulações da Interligação Norte-Sul com reforços

Nas simulações anteriores, foi visto que, ao operar a UHR no modo de bombeamento, durante o período úmido, os limites dos fluxos de transmissão entre as subestações de Imperatriz e Miracema ultrapassavam os seus valores nominais máximos, de modo que se mostrou necessária a realização de reforços nesse trecho da linha. A alternativa de reforço modelada foi a substituição de sete capacitores séries de potência (500 kV) por outros de capacidade superior, entre as linhas de Imperatriz e Miracema. A Figura 13 apresenta os resultados obtidos deste caso e é possível notar que, somente com este pequeno reforço, os carregamentos são reduzidos, atendendo aos limites de operação.

Figura 13: Representação da Interligação Norte-Sul, no ano 2029, para o patamar de carga pesada, durante o período norte úmido, sem novo elo em CC, com a adição da UHR absorvendo energia e com reforços no sistema de transmissão



Através desses resultados, foi visto que, ao incluir a UHR na Interligação Norte-Sul como substituição do novo elo em CC, é possível auxiliar a operação do SIN com os artifícios de armazenamento e geração de energia, implicando na diminuição dos gastos em expansão do sistema de transmissão. Do ponto de vista econômico, esta substituição pode ser vantajosa devido ao alto valor da construção do novo elo em CC. Contudo, visando a sua comprovação, é necessário avaliar os custos dos componentes envolvidos em ambos os casos.

Custos dos investimentos de transmissão

De acordo com o Programa de Expansão da Transmissão e Plano de Expansão de Longo Prazo 2020 para o 1º semestre (PET/PELP), os

custos totais para a construção do novo elo em CC é, aproximadamente, R\$ 7,5 bilhões, detalhados na Tabela 19, abaixo (MME, 2020).

Tabela 19: Custos da construção do novo elo em CC interligando os subsistemas N/NE e SE

Nome do Investimento	Valor (10 ³ ×R\$)
LT 800 kV CC Graça Aranha – Silvânia	2.670.488,31
SECC LT 500 kV Presidente Dutra - Teresina II, C1, na SE Graça Aranha	43.555,14
SECC LT 500 kV Presidente Dutra - Teresina II, C2, na SE Graça Aranha	41.867,97
SE 500 kV Presidente Dutra	2.029,59
SE 800 kV CC Graça Aranha	1.834.267,74
LT 500 kV Silvânia - Trindade, C1	267.385,23
SECC LT 500 kV Samambaia - Itumbiara, C1 (CD), na SE Silvânia	57.389,64
SECC LT 500 kV Samambaia - Emborcação, C1 (CD), na SE Silvânia	35.919,20
SE 800 kV CC Silvânia	1.834.189,50
SE 500 kV Silvânia	58.359,23
SE 500 kV Silvânia	670.684,56
Total	7.516.136,11

Fonte: MME (2020).

Através das simulações, foi demonstrado que, para adicionar a UHR na Interligação Norte-Sul, é necessário o reforço de um trecho da rede (Imperatriz e Miracema) com a substituição de sete capacitores séries de potência (500 kV) por outros de dimensões superiores. Comparando esses reforços com algumas obras parecidas do PET/PELP 2029, estima-se que os custos podem atingir cerca de R\$ 500 milhões. Para uma análise econômica mais precisa, é necessário considerar, também, o custo de investimento da UHR. Porém, mesmo que este ultrapasse o valor total do elo em CC, deduzidos dos custos dos reforços, outros benefícios econômicos da UHR podem justificar a sua construção, como parte de um plano de expansão ótimo do sistema, tendo em vista as análises realizadas neste capítulo.

Finalmente, cabe ressaltar que, para que uma UHR possa desempenhar a função de adiar investimentos tradicionais em expansão da

transmissão, como exemplificado aqui, basta que a usina tenha uma capacidade de armazenamento relativamente pequena, compatível com uma regularização diária ou semanal. Entretanto, uma modelagem como a realizada neste capítulo, que adota a ótica do planejamento integrado da geração e da transmissão, é capaz de revelar que uma capacidade de armazenamento superior pode ser mais vantajosa.

Capítulo 7

Viabilidade Financeira das Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Setor Elétrico Brasileiro

*Roberto Brandão
Fabio Diuana
Murilo de Miranda.*

Os resultados e as conclusões obtidos no Capítulo 6 indicaram que as usinas hidrelétricas reversíveis (UHRs) são uma alternativa econômica para a expansão do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) no médio prazo, complementando a geração renovável intermitente. Além disso, também de acordo com a análise do capítulo anterior, as UHRs, bem como usinas termelétricas (UTES) desempenhando primordialmente a função de *backup* para geração de ponta, não são financeiramente viáveis para o empreendedor, caso a remuneração do projeto seja obtida apenas através do mercado de energia. Esses resultados se mostram em linha com os desafios percebidos internacionalmente para dar sustentabilidade a esta geração complementar, conforme foi analisado no Capítulo 3.

Deste modo, o presente capítulo busca investigar as alternativas comerciais que tornariam os projetos de UHRs financeiramente viáveis para os empreendedores, avaliando, também, seus impactos para outros agentes e para os consumidores. Uma vez que as UHRs são apenas uma dentre as opções para expandir o sistema elétrico, outras alternativas comerciais também foram testadas para os demais projetos que compõem a expansão ao mínimo custo, o que permitiu avaliar a capacidade de contratação para a promoção da expansão ótima do SEB. Além do estudo aplicado ao sistema brasileiro, o capítulo realiza uma análise crítica sobre a contratação de UHRs e os mecanismos de confiabilidade, à luz da experiência internacional recente.

O capítulo está dividido em quatro seções, além desta breve introdução. Na Seção 7.1, são analisados os diversos modelos possíveis de

garantir a sustentabilidade econômico-financeira dos geradores de energia, relacionados à garantia de confiabilidade do sistema, contemplando as abordagens baseadas em preços e em quantidades, bem como as experiências internacionais de contratação de UHRs. A Seção 7.2 apresenta uma alternativa para a remuneração da confiabilidade de geração, baseada na aplicação de um modelo de mercado de capacidade. A Seção 7.3 avalia uma segunda alternativa para gerar receitas complementares aos geradores no mercado de energia, qual seja, a contratação de longo prazo, considerando a sua aplicabilidade ao SEB. Por fim, a Seção 7.4 consolida a avaliação sobre as características dos modelos de contratação e as formas de aplicação para viabilizar os empreendimentos de UHRs.

7.1. Remuneração de geradores em mercados liberalizados

Antes de abordar o tema principal deste Capítulo, qual seja, a viabilidade dos investimentos em UHRs, é importante investigar os diversos modelos possíveis de garantir a sustentabilidade econômico-financeira da geração de energia elétrica em mercados liberalizados, com particular atenção aos mecanismos de suporte financeiro a novos projetos de geração.

Desde os primeiros trabalhos sobre a economia do setor elétrico, era evidente que a definição da remuneração dos geradores nos moldes da microeconomia tradicional, isto é, baseada apenas em um preço de curto prazo equivalente ao custo marginal de produção, poderia não ser economicamente sustentável. Marcel Boiteux, nos primeiros textos sobre a economia elétrica (Boiteux, 1987), deixava isso claro. O autor argumenta que uma termelétrica com custos variáveis mais altos, nos momentos em que estiver gerando, seria remunerada a um preço equivalente ao seu custo variável de produção e, com isso, conseguiria recuperar apenas os custos variáveis. No entanto, com a remuneração da geração ao custo marginal de produção, não seria possível remunerar os custos fixos nem o capital investido desta usina, o que tornaria o empreendimento economicamente inviável. A solução dada por Boiteux, ainda no contexto de um sistema elétrico estatal, foi de dimensionar a oferta de energia sempre no limiar da demanda, de forma que esta – e não os custos de produção na margem – fosse responsável por fixar o preço.

À época da criação dos primeiros mercados de energia, esse problema estava presente e foi considerado na criação dos desenhos de

mercado, muito embora a solução dada fosse diferente daquela concebida por Boiteux. Tanto no mercado chileno, que data do início dos anos 80, como no primeiro desenho do mercado britânico, de 1989, cada gerador tinha duas fontes de remuneração: uma receita pela geração no mercado de energia, valorada a um preço de curto prazo marginalista proveniente de modelo computacional, e uma receita por capacidade, definida administrativamente e equivalente ao custo fixo de uma termelétrica de ponta eficiente. Assim, uma usina térmica de ponta recuperaria seus custos fixos a partir do pagamento por capacidade e o custo variável de produção através do preço da energia no mercado *spot* quando fosse chamada a gerar, resolvendo o problema colocado por Boiteux.

Por sua vez, os geradores com custos variáveis mais baixos ou nulos receberiam o mesmo pagamento por capacidade, auferindo uma margem positiva tanto na geração (sempre que o preço fosse fixado por térmicas com um custo variável mais alto), como na remuneração pela capacidade. Por conseguinte, isso evitaria um viés no sinal de preço que favorecesse a expansão de novos investimentos apenas por meio de projetos com baixo CAPEX. Ao estender o pagamento por capacidade a todos os geradores, e não apenas aos geradores com maiores custos variáveis, o Chile e o Reino Unido também atingiram um segundo objetivo, que foi tornar atraentes os ativos de geração dos antigos monopólios estatais. Deste modo, estes empreendimentos se valorizavam com a receita adicional garantida, o que favorecia o processo de privatização em curso.

Alguns mercados de energia liberalizados adotaram a fórmula original do Chile e do Reino Unido e concederam aos geradores uma receita calculada administrativamente, independente da geração efetiva de energia. Foram, por exemplo, os casos de Colômbia, Espanha e Portugal, embora, nestes dois últimos casos, somente centrais elétricas novas tivessem direito a tais receitas. No entanto, com o passar do tempo, esta fórmula para dar sustentabilidade financeira aos geradores tendeu a cair em desuso. O próprio Reino Unido, na reforma de 2001, realizada através dos *New Electricity Trading Arrangements* (NETA), aboliu os pagamentos por capacidade, o que também ocorreu na Colômbia, que os substituiu por leilões de Obrigações de Energia Firme, uma versão local de um mercado de capacidade/confiabilidade.

Em geral, os países buscaram substituir esta remuneração adicional, fixada administrativamente, por modelos de remuneração

baseados em mecanismos de mercado. Na Comunidade Europeia, esta é, atualmente, a orientação oficial (União Europeia, 2019).

Há várias alternativas para proporcionar a sustentabilidade dos empreendimentos de geração. Uma delas consiste em estabelecer um preço-teto elevado no mercado de energia, de forma que os geradores possam auferir, pelo menos ocasionalmente, em situações de escassez, margens muito elevadas sobre as vendas. Outra forma de resolver o problema é mediante a criação de mercados de capacidade ou de confiabilidade. Neste modelo, o operador do sistema estabelece os requisitos de disponibilidade de potência firme e contrata geradores para atender tais requisitos em troca de uma receita fixa. Finalmente, o problema pode ser resolvido mediante o incentivo à contratação de longo prazo. Estas diversas alternativas serão tratadas em mais detalhe a seguir.

7.1.1. Remuneração pela confiabilidade

As abordagens que permitiram os mercados de energia internacionais assegurarem o provimento de potência ou de confiabilidade podem ser classificadas em duas categorias: as abordagens baseadas em preços e as abordagens baseadas em quantidades (Williams, 2021).

O *Electric Reliability Council of Texas* (ERCOT) do Texas, o *National Energy Market* (NEM) da Austrália, bem como, os mercados de Singapura, Nova Zelândia e Alberta (Canadá), são exemplos de mercados que adotam abordagens baseadas em preços para garantir a confiabilidade do sistema. Estes mercados implementaram desenhos de mercado em que o preço de curto prazo da eletricidade pode ultrapassar largamente o custo variável das térmicas mais caras, em momentos de escassez. Com isso, nos momentos em que a demanda esteja no limiar da oferta disponível, os preços deixam de refletir os custos marginais de produção e passam a ser definidos pela disposição dos consumidores em pagar pela energia. Portanto, nestes momentos, não se comportam como preços em um mercado competitivo da microeconomia tradicional, isto é, sem falhas de mercado. Com preços elevados em alguns momentos, os geradores com custos variáveis maiores podem auferir, então, uma margem de lucro capaz de dar sustentabilidade a seu negócio, ainda que venham a gerar apenas em algumas horas por ano.

Por outro lado, os preços muito altos em momentos de escassez podem conter o aumento da demanda. Assim, estes mercados, cuja confiabilidade depende do sinal de preços, implicam na adoção de

mecanismos de resposta da demanda robustos, capazes de efetivamente induzir a retração da demanda nos momentos de estresse do sistema.

Ademais, a abordagem baseada em preços tem a vantagem de induzir o sistema a ter uma capacidade instalada enxuta, uma vez que os preços muito elevados combinados a mecanismos de resposta da demanda terão o poder de amortecer os eventuais descasamentos entre oferta e demanda. Com isso, torna-se desnecessário manter um montante expressivo de capacidade de geração apenas para ser utilizado em situações extremas. Deste modo, a abordagem baseada em preços para a confiabilidade pode, ao menos na teoria, prescindir de um planejamento centralizado, pois os preços do mercado de energia dão a sinalização econômica tanto para decisões de curto prazo (despacho ideal), como para decisões de longo prazo, na forma de investimentos em novas plantas de geração ou do descomissionamento de plantas ineficientes.

Outros mercados adotaram uma abordagem quantitativa para garantir a confiabilidade do sistema. Nestes mercados, há uma rotina de avaliações periódicas sobre a confiabilidade do sistema que determina a contratação, se necessário, de recursos suficientes para manter o nível estipulado. Frequentemente, esta abordagem implica em preços-teto no mercado atacadista não muito distantes dos maiores custos variáveis de produção, bem menores, portanto, do que os preços tetos dos mercados que adotam uma abordagem baseada em preços para a confiabilidade. Em contrapartida, a obrigatoriedade de contratação proporciona aos geradores receitas adicionais à venda no mercado *spot* de energia que ajudam a rentabilizar o negócio. Há, aqui, três alternativas (Williams, 2021):

- a) Obrigação descentralizada de contratação de confiabilidade;
- b) Mercado de capacidade; e
- c) Criação de uma reserva estratégica.

O *California Independent System Operator* (CAISO) e o *Southern Power Pool* (SPP), ambos mercados regionais americanos, adotam uma abordagem quantitativa descentralizada para a confiabilidade. Nestes mercados, os supridores de carga (*Load Serving Entities*) possuem a responsabilidade regulatória de contratar bilateralmente geradores com capacidade suficiente para cobrir a demanda de ponta projetada e mais uma quantidade de reserva estipulada pelo operador do sistema. Os contratos podem tanto incluir potência e fornecimento de energia quanto estarem restritos à disponibilidade de fornecimento de energia em circunstâncias críticas do sistema.

Para os geradores, trata-se de um formato conveniente, pois contratos de prazos mais longos tendem a refletir os custos médios de produção. Desta forma, os instrumentos são adequados para garantir a viabilidade de longo prazo do negócio, algo que a venda a preços de curto prazo que refletem os custos marginais nem sempre consegue realizar.

A criação de mercados de capacidade ou de confiabilidade, segunda alternativa, é um esquema de compra centralizada. Neste caso, o operador do sistema (ou a entidade de planejamento) assume a responsabilidade de projetar a demanda de ponta e as reservas necessárias. Posteriormente, procede-se com a compra centralizada da capacidade instalada ou dos produtos de confiabilidade correspondentes às projeções.

Os agentes do mercado de capacidade/confiabilidade incluem não só os geradores, mas também os consumidores (resposta da demanda) e os armazenadores. Todos disputam em leilões o montante a ser contratado, atribuído àqueles que aceitam a menor remuneração fixa, normalmente em troca da obrigação de suprir energia em condições preestabelecidas, tipicamente em situações críticas para o sistema, nas quais as margens operativas estão próximas de níveis críticos.

Destaca-se que o preço da capacidade ou da confiabilidade varia com as condições de mercado. Quando o sistema consegue atender com muita folga esses requisitos, o preço da capacidade tende a ser extremamente baixo e alguns geradores com custos mais altos podem ser levados, inclusive, a retirar seus equipamentos de operação. Por outro lado, o preço tende a ser relativamente alto quando é preciso acrescentar nova capacidade ao sistema para garantir a confiabilidade.

Os custos relativos aos contratos do mercado de capacidade são repassados aos consumidores através de seus fornecedores, que devem, também, arcar com a compra de energia no mercado de energia. Neste desenho, é o mercado (e não o regulador, como ocorria nos primeiros mercados de energia) que fixa a remuneração adicional, necessária para tornar o negócio de geração atraente.

A maioria dos mercados regionais norte-americanos (PJM, NY-ISO, NE-ISO) tem algum tipo de mercado de capacidade/confiabilidade, assim como o Reino Unido, que, na última reforma do mercado de energia, implementada a partir de 2011, também introduziu um mercado de capacidade.

A criação de uma reserva estratégica é a terceira alternativa para garantir a confiabilidade do sistema mediante uma abordagem quantitativa. Nesta alternativa, uma entidade, frequentemente o operador

do sistema, contrata a capacidade instalada adicional para uso em situações especiais, ou seja, com baixíssimo fator de capacidade esperado, e repassa os custos aos fornecedores ou consumidores. Alemanha, Bélgica e Suécia adotam esta estratégia.

Destaca-se que as alternativas para garantir a confiabilidade baseadas em preços e em quantidades não são mutuamente excludentes. Por exemplo, o NEM, na Austrália, adotava para a confiabilidade, até 2018, uma abordagem baseada apenas em preços. Porém, a partir de 2019, foram adotados também dois instrumentos quantitativos: o *Retailer Reliability Obligation* e o *Reliability and Emergency Reserve Trader*. O primeiro estabelece a obrigação de contratação de confiabilidade para os fornecedores, o que cria um mercado para contratos de confiabilidade. Esta obrigação representa uma receita adicional para os geradores, ao mesmo tempo em que protege os fornecedores de situações com preços muito elevados. Já o *Reliability and Emergency Reserve Trader* consiste em um instrumento de reserva estratégica, que cumpre tanto a função de contratar a reserva extra como de fornecer liquidez para que os fornecedores cumpram suas obrigações de contratação de confiabilidade.

7.1.2. Contratação de longo prazo

Os contratos de longo prazo são tradicionalmente vistos na literatura como característicos de mercados elétricos em fase inicial de liberalização ou em fase intermediária entre os modelos tradicionais de monopólios verticalmente integrados e os modelos totalmente liberalizados (Castro *et al.*, 2018). Como exemplos de modelos baseados em contratos de longo prazo com comprador único, têm-se os mercados chinês, costa-riquenho e, até alguns anos atrás, mexicano. Neste modelo, uma empresa, frequentemente estatal, compra energia de produtores independentes mediante contratos de longo prazo, para repassá-la aos consumidores pelo custo médio dos acordos. Desta forma, os novos projetos de geração têm condições comerciais que refletem seus custos, eliminando o risco de descasamento entre estes e as receitas, inerente aos mercados de energia de curto prazo.

Outros países, como Brasil, Peru e o próprio Chile, estabelecem a obrigatoriedade de que os distribuidores contratem, ao menos uma parte da energia que consomem, mediante contratos de longo prazo. Isso reduz a incerteza dos custos de energia para os consumidores, aumenta a previsibilidade de receitas para os geradores e garante que haverá capacidade instalada suficiente para suprir o mercado. A Cali-

fórnia, após a crise de 2001, adotou um modelo deste tipo, obrigando as *utilities* a firmarem contratos de longo prazo com os geradores.

A criação dos mercados de energia liberalizados normalmente implicou em rescindir, mediante compensação, os contratos bilaterais regulados preexistentes. Esta é a experiência dos EUA e, também, da Europa, por exemplo, em Portugal previamente à entrada em funcionamento do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) ou, no Reino Unido, à época da adoção do *New Electricity Trading Arrangements*, em 2001. Assim, a literatura sobre mercado de energia costuma indicar que, em mercados liberalizados mais maduros, não devem existir mecanismos de contratação de longo prazo compulsórios, uma vez que isso tende a enfraquecer a capacidade de sinalização econômica dos preços de curto prazo e a liquidez do mercado.

Tomando o caso brasileiro como exemplo, as distribuidoras compram energia em leilões organizados pelo poder público, em um esquema no qual não há propriamente um mercado de energia, mas sim dois ambientes de comercialização (livre e regulado) que se comunicam de forma imperfeita. Mais do que isso, em um dado leilão regulado, cada distribuidora recebe uma fração da energia comercializada, que é proporcional à necessidade de contratação declarada por ela para o certame. Na prática, as distribuidoras têm um custo de energia que reflete o custo de seus contratos e não o preço de mercado da energia no momento.

Além disso, cada distribuidora acaba tendo um *mix* de contratos distinto das demais, conforme a contratação tenha sido maior ou menor em cada leilão. Assim, a cada momento, uma distribuidora pode ter um custo médio de energia diferente das demais e distinto, também, do preço da energia no mercado de curto prazo. Com isso, na prática, não existe um custo de energia que seja uma referência, reduzindo o poder dos preços de sinalizarem decisões aos agentes econômicos.

No caso brasileiro, a energia contratada no longo prazo não passa pelo mercado *spot*, o que limita a liquidez. A energia comercializada através de leilões organizados pelo poder público circula apenas em um ambiente restrito às distribuidoras, o Ambiente de Contratação Regulado (ACR). Adicionalmente, existem mecanismos através dos quais as concessionárias podem repassar a energia entre si e vender eventuais sobras para o mercado livre.

A nível mundial, recentemente, foram desenhados modelos de contratação de longo prazo que visam assegurar a receita previsível para os investimentos em novos projetos, sem interferir no poder de

sinalização dos preços de mercado e sem restringir a liquidez no mercado de curto prazo de energia, eliminando os problemas apontados nos modelos de contratação de longo prazo tradicionais. Trata-se de uma inovação interessante que merece ser estudada.

O caso mais emblemático é dos *Contracts for Difference* (CfD) do Reino Unido. Em 2011, o governo britânico realizou uma avaliação do mercado atacadista de eletricidade e chegou à conclusão de que o desenho adotado desde 2001 – um mercado de energia puro, sem mercado de capacidade e sem indução à contratação de longo prazo para novos projetos – não seria capaz de responder aos desafios percebidos para os anos subsequentes, a saber: substituir um grande número de geradores em final da vida útil, particularmente as plantas nucleares e a carvão; descarbonizar o setor elétrico, aumentando a participação de fontes renováveis na matriz; e garantir a confiabilidade, isto é, dotar o operador do sistema de recursos controláveis em volume suficiente para compensar as variações da carga e da crescente geração intermitente.

Esses fatores deram origem à reforma do mercado de eletricidade (*Electricity Market Reform*) do Reino Unido, iniciada em 2011, que envolveu uma série de alterações regulatórias, implementadas ao longo de vários anos, sendo as principais: a fixação de um piso para o preço do carbono; a contratação de geração sem emissão de gases do efeito estufa, mediante os CfD; e a criação de um mercado de capacidade para assegurar que o operador do sistema consiga manter a confiabilidade.

Os CfD são a forma que, atualmente, o Reino Unido utiliza para viabilizar a expansão da geração, a partir de fontes não emissoras de gases do efeito estufa. No caso das usinas de fontes renováveis, a atribuição dos contratos é realizada via leilões periódicos, chamados de *Allocation Rounds*. O mecanismo assegurou o rápido desenvolvimento da geração eólica *off-shore*, com a queda de preços decorrente de inovações tecnológicas e das economias de escala.

O prazo dos CfD é dilatado, de quinze anos ou mais, porém o produto negociado nos leilões não envolve, diferentemente dos contratos de longo prazo tradicionais, a compra e venda de energia. Neste desenho, toda a energia gerada pelo novo empreendimento é vendida no mercado *spot*, ao preço da ocasião. O contrato firmado entre os vencedores do leilão e a *Low Carbon Contracts Company* (LCCC) tem uma natureza estritamente financeira (LCCC, 2021), tratando-se de um derivativo que garante que a receita líquida do gerador será em função do preço resultante do certame, multiplicado pela quantidade

produzida. Isto é feito através da apuração trimestral do preço médio de venda da energia produzida por cada gerador com contrato firmado com a LCCC.

Observa-se que a diferença entre o preço do leilão (*strike price*) e o preço médio de venda é compensada financeiramente junto a LCCC. Caso esta diferença seja positiva para o gerador, ele terá um montante a receber, caso contrário, a LCCC terá um crédito a seu favor. Os recursos da LCCC são oriundos dos comercializadores (*suppliers*), mediante um encargo, o CfD *levy*, que é cobrado como parte de suas obrigações (*Supplier Obligations*). Com isso, o custo destes instrumentos financeiros é repassado igualmente para todo o mercado, o que permite que não haja interferência na sinalização econômica dos preços de curto prazo.

Os CfD foram introduzidos para viabilizar geradores com uma estrutura de custos baseadas em custos fixos (nucleares e renováveis), sem correlação com os preços de um mercado térmico, que são fortemente influenciados pelas variações dos preços de combustíveis. Trata-se de uma forma de contratação de longo prazo interessante, pois não altera a funcionalidade do mercado de curto prazo e da comercialização de energia liberalizada. Ademais, o desenho é particularmente interessante na medida em que pode ser adaptado para a contratação de projetos de armazenamento, como será apresentado na subseção seguinte, com o estudo do caso australiano.

Conforme destacado, existem diversas alternativas de contratação em mercados liberalizados, sendo necessário analisá-las de forma aplicada a empreendimentos de UHRs. Na sequência do texto, será aprofundada a análise da viabilidade financeira de UHRs em um contexto de mercados liberalizados, com base nas experiências internacionais de contratação desta tecnologia.

7.1.3. Usinas Hidrelétricas Reversíveis em mercados liberalizados

A maioria das UHRs hoje existente no mundo foi construída até os anos 1990, antes das reformas liberalizantes dos mercados elétricos, e apenas 5% de sua capacidade instalada total foi construída em mercados liberalizados (Barbour *et al.*, 2016). Além disso, grande parte das UHRs construídas após as liberalizações dos anos 1990 está em países onde ainda há empresas verticalmente integradas, notadamente na China. Assim, a maioria das UHRs foi viabilizada em modelos regulatórios tradicionais, nos quais a tarifa cobre os custos de investimento e de operação referentes a todas as instalações da empresa verticalizada.

Nestes modelos tradicionais, não há barreiras financeiras para a implantação de uma UHR e basta obter a aprovação para a sua construção. Uma vez iniciada a operação, a empresa promotora terá uma receita capaz de remunerar todos os custos envolvidos.

As reformas liberalizantes nos mercados de energia tornaram novos investimentos em UHRs difíceis de viabilizar, considerando que as fontes de remuneração disponíveis – compras e vendas no mercado de energia de curto prazo, bem como receitas nos mercados de capacidade, quando existentes, e nos mercados de serviços ancilares – não costumam ser suficientes para justificar projetos deste tipo. Além disso, não é comum a contração de longo prazo induzida pela regulação nos mercados liberalizados, de modo que o investidor tem um projeto altamente capital intensivo que precisa ser viabilizado sem dispor de fontes óbvias de receita previsíveis por períodos dilatados.

Apesar dos desafios, novos aproveitamentos para UHRs vêm sendo estudados, embora fora da China, poucas usinas estejam de fato em fase de construção. O interesse pela tecnologia vem do diagnóstico de que o armazenamento, incluindo o armazenamento de longa duração em UHRs, será essencial no processo de transição energética conforme aumente a participação das fontes renováveis intermitentes na geração total. Entretanto, não há fórmulas provadas para desenhos de mecanismos de mercado para o armazenamento de uma forma geral e para viabilizar UHRs em particular. Trata-se de um tema que está na fronteira do desenvolvimento de novos mecanismos em mercados de energia. Em seguida, serão discutidas algumas experiências internacionais sobre UHRs em países com mercado liberalizado, procurando extrair lições que possam ser aplicadas ao caso brasileiro.

Na Europa, a percepção da importância crescente do armazenamento para a transição energética contrasta com o mau resultado financeiro de diversas UHRs, que têm receitas baseadas apenas em arbitragem nos mercados de energia e em serviços ancilares, na Suíça, na Alemanha, na França e na Áustria.

A Suíça iniciou os investimentos em UHRs com a expectativa de explorar a oportunidade de arbitragem de preços no comércio internacional de energia elétrica. Contudo, a alta penetração de fontes renováveis variáveis de baixo ou nulo custo marginal de operação fizeram com as diferenças do preço de eletricidade durante o dia no mercado europeu tivessem uma grande queda, afetando a capacidade de ganhos através de arbitragem.

Como resultado dessa mudança no cenário de preços da energia elétrica, foram cancelados planos de investimentos em UHRs no país e

os projetos em estágio inicial de construção foram descontinuados. Além do caso da UHR de Limmern, da Axpo, citada no Capítulo 3 deste livro, a UHR de Nant de Drance, de 900 MW, com construção iniciada em 2008, teve a sua entrada em operação retardada em vários anos, com o início de sua fase de comissionamento ocorrendo, finalmente, em 2021, em parte devido à falta de perspectiva de lucratividade (Clercq, 2014; Axpo, 2015).

A mudança na dinâmica de preços na Europa não afetou apenas os novos investimentos em UHRs e mesmo usinas já em operação foram impactadas financeiramente. A Vattenfall, empresa sueca com investimentos relevantes em UHRs na Alemanha, anunciou, em 2017, a redução do parque de UHRs em operação na Alemanha de 2,8 GW para 2,5 GW, bem como uma redução de 60% no pessoal da unidade de negócios (Power Magazine, 2017).

Na Europa, Portugal serve de contraexemplo, pois o país construiu recentemente um parque de UHRs de forma financeiramente sustentável. Portugal tem, hoje, uma alta participação UHRs em seu sistema elétrico. Os 20,2 GW de capacidade instalada, em 2019, estavam divididos em hidrelétricas (36%), eólicas (26%), térmicas a gás (23%), térmicas a carvão (9%) e outras centrais (13%), com perspectivas de rápido crescimento da geração solar. Da capacidade instalada total, 2,7 GW eram de turbinas reversíveis, via de regra em arranjos de ciclo aberto com expressiva geração de energia a partir das aflúências. A potência das reversíveis representou, em 2019, 31% da ponta do ano e, com a entrada em operação da UHR de Gouvães, a capacidade deste tipo de usina representará cerca de 40% da demanda de ponta (REN, 2020).

Nota-se que, em Portugal, a remuneração ordinária de UHRs se baseia na comercialização de energia no mercado, ganhando com arbitragem de preços no mercado diário e intradiário. Adicionalmente, são auferidas receitas no mercado de teleregulação e de reserva de regulação. Trata-se do mesmo modelo comercial adotado em toda a Europa, entretanto as usinas recentemente construídas ou em construção só foram viabilizadas devido à introdução de mecanismos de suporte financeiro adicionais, capazes de dar segurança ao investidor quanto ao retorno do investimento no longo prazo.

O governo português lançou, em 2007, o Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH). Este programa colocou em leilão diversos aproveitamentos hidrelétricos, alguns com previsão de reversibilidade e outros com uma reversível incluída em um pacote que continha, também, usinas tradicionais - é o

caso do complexo do Tâmega, que inclui duas usinas convencionais e a UHR de Gouvães. Deste modo, os novos projetos contam com as receitas da expressiva geração de energia a partir de aflúências naturais, as quais, somadas à arbitragem e aos serviços ancilares, oferecem melhores perspectivas de lucro para os projetos.

Também a partir de 2007, o governo português permitiu a extensão do prazo da concessão de usinas hidrelétricas convencionais (UHEs) da Energias de Portugal (EDP). Para isso, utilizou-se da capitalização de investimentos em reforços de potência para as usinas existentes, incluindo a possibilidade de reforços com a introdução de turbinas reversíveis. Através deste mecanismo, os novos investimentos foram reconhecidos pelo governo e fizeram jus a um aumento do prazo da concessão do aproveitamento hidrelétrico. Consequentemente, foi possível garantir receitas com a geração de energia para além do prazo original de vencimento da concessão.

Outra receita adicional que ajudou a viabilizar novos projetos de UHRs em Portugal foi o incentivo à garantia de potência, destinado a incentivar a construção de novas usinas hídricas, previsto pela Portaria nº 765/2010 e, posteriormente, pela Portaria nº 251/2012. Este incentivo, que consiste em um pagamento ao gerador, definido administrativamente, vigora durante os dez primeiros anos de operação de uma central hidrelétrica, com ou sem reversibilidade.

Destes três mecanismos para garantir maiores receitas à UHR, dois acabaram sendo descontinuados, por não estarem alinhados às políticas comunitárias. São eles a extensão de prazo de concessões sem realização de procedimento licitatório e a concessão de uma receita definida administrativamente (incentivo à garantia de potência), isto é, não originada de um mecanismo de mercado. Assim, novos projetos provavelmente precisarão de outros mecanismos de suporte.

Finalmente, há de se analisar o caso da Austrália, interessante por propor a adoção de contratação de longo prazo para armazenamento no contexto de um mercado de energia liberalizado. O sistema elétrico australiano é dominado pela geração a carvão (58,4% do total em 2019, segundo dados da IEA), a qual o país pretende substituir por fontes renováveis no médio prazo. Destaca-se que a Austrália possui um bom potencial para geração eólica e solar e estas fontes vêm crescendo a taxas elevadas. Porém, para substituir o carvão, será preciso acrescentar um grande volume de fontes renováveis intermitentes, criando a necessidade de soluções de armazenamento.

No que diz respeito à segurança do suprimento, o *National Energy Market* (NEM) passou, recentemente, de uma abordagem de confiabi-

lidade induzida apenas pelos preços de curto prazo para uma abordagem mista, a qual inclui a contratação obrigatória de confiabilidade por parte dos *retailers* e a criação de uma reserva estratégica para o sistema (ver Subseção 7.1.1). Este tipo de produto tende, contudo, a fornecer às usinas apenas uma receita complementar ao mercado de energia, que pode não ser suficiente para viabilizar novos projetos de armazenamento, caracterizados por serem altamente capital intensivos.

Neste sentido, observa-se que os investimentos previstos em armazenamento de longa duração e em outras infraestruturas necessárias para a transição energética australiana, incluindo as usinas de geração intermitente, necessitam de mecanismos de suporte mais robustos do que os preços de curto prazo, cuja definição, na Austrália, compete aos estados.

A legislação recente de New South Wales a este respeito é particularmente interessante, pois se propõe a utilizar instrumentos financeiros, análogos aos introduzidos na reforma do mercado elétrico do Reino Unido (*Electricity Market Reform*), para a contratação de geração de baixo carbono (ver Subseção 7.1.2. Contratação de longo prazo). Esses instrumentos são aplicados tanto para a contratação de fontes de renováveis como para viabilizar o armazenamento de longa duração e, eventualmente, projetos que forneçam potência firme ao sistema.

Deste modo, o *Electricity Infrastructure Investment Act 2020* n° 44 (New South Wales Government, 2020) tem como objetivo coordenar os investimentos em geração, armazenamento e infraestrutura de rede. O governo definiu um conjunto de *Renewable Energy Zones* (REZ), que são áreas onde se pretende concentrar os investimentos em geração renovável e armazenamento, suportados pelos reforços de rede necessários. Para induzir os investimentos almejados nas REZ, foi criado o *Electricity Infrastructure Investment Safeguard*, sendo o ambiente que viabiliza a competição privada por novos projetos. Isso envolve a designação de um *Consumer Trustee*, responsável por gerir os processos competitivos para contratos de longo prazo em nome dos consumidores. O *Consumer Trustee* possui liberdade para planejar os leilões e os processos são baseados em metas quantitativas para contratação de geração e de armazenamento de longa duração.

Os contratos, denominados *Long-Term Energy Service Agreements* (LTES *Agreements*), são instrumentos puramente financeiros, resultantes de um leilão aberto apenas a novos projetos. O investidor se compromete a construir e operar uma infraestrutura elétrica, tendo

em contrapartida o direito a periodicamente exercer um derivativo contra o *Trustee*. Na prática, uma vez que a planta entra em operação, o empreendedor atua livremente no mercado, vendendo (ou comprando e vendendo, no caso de um armazenador) energia no NEM.

Os *LTES Agreements* funcionam como garantia de um fluxo de caixa mínimo para o projeto, de forma a torná-lo atrativo e financiável. Assim, caso as receitas líquidas no NEM não atinjam o mínimo estabelecido no leilão em um determinado período, os *LTES Agreements* asseguram a complementação de recursos necessária. Destaca-se que os recursos para tornar o contrato sustentável são arrecadados de todos os consumidores.

Em tese, qualquer projeto de armazenamento com capacidade de oito horas ou mais pode participar dos leilões para esta modalidade. Entretanto, por admitir apenas projetos de armazenamento de longa duração, este esquema de suporte tende a estar direcionado para projetos de UHRs, dadas as tecnologias hoje disponíveis. Adicionalmente, o governo de New South Wales estimula o desenvolvimento de novos projetos de UHRs através de fundos específicos do *Pumped Hydro Recoverable Grants Program*.

Nota-se que a construção de UHRs em mercados liberalizados é um desafio considerável para os desenhos de mercados de energia, sendo a experiência internacional pródiga em exemplos de novos projetos que permanecem no papel e de usinas em operação que têm dificuldades para cobrir os custos operacionais. Dito isso, parece não haver sinalização econômica adequada para investimentos desta natureza da maneira como os mercados estão conformados hoje, com mercados de curto prazo de energia, mercados de serviços ancilares e, onde eles existem, mercados de capacidade.

Dentre as experiências analisadas aqui, a de Portugal é considerada bem-sucedida, apesar de alguns dos instrumentos adotados para estimular investimentos não utilizarem processos competitivos para fixação de preços, o que desaconselha sua reprodução sem alterações. Finalmente, o exemplo mais promissor é o australiano, onde a contratação de longo prazo é adotada em um formato competitivo e que não gera conflitos com o desenho básico de um mercado atacadista de energia liberalizado.

7.2. Garantia da confiabilidade através de um mercado de capacidade

No Capítulo 6, foi evidenciado que, embora os resultados do modelo apresentem a solução de menor custo, o preço do mercado de energia não garante a sustentabilidade financeira de diversas novas usinas e não apenas das UHRs, uma vez que as vendas de energia não geram receitas suficientes para tornar os investimentos atrativos aos investidores. Com isso, a expansão ótima torna-se inviável financeiramente sem mecanismos de suporte adicionais e os sistemas nestas condições tendem a apresentar insuficiência de oferta para atender a uma demanda crescente. Desta forma, é necessária uma estratégia de remuneração que forneça um sinal econômico ao investimento adicional à receita pela venda da energia.

Ainda que, na experiência internacional, a existência de mercados de capacidade não pareça suficiente para induzir investimentos em UHRs (apenas alguns projetos nos mercados regionais americanos e no Reino Unido conseguem deslanchar), uma análise da literatura sobre mercados de energia leva a crer que os mercados de capacidade, com produtos adequadamente definidos, poderiam dar suporte a investimentos em armazenamento.

Os mercados de capacidade remuneram os geradores por disponibilizarem energia em momentos de escassez, de modo a criar uma fonte adicional de receita para estes agentes, no intuito de garantir a segurança no fornecimento em períodos críticos, promover a expansão do sistema e assegurar o atendimento à demanda de longo prazo. Com isso, os geradores passam a contar com duas fontes de remuneração: uma decorrente das vendas no mercado de energia e outra mediante a contratação no mercado de capacidade/confiabilidade.

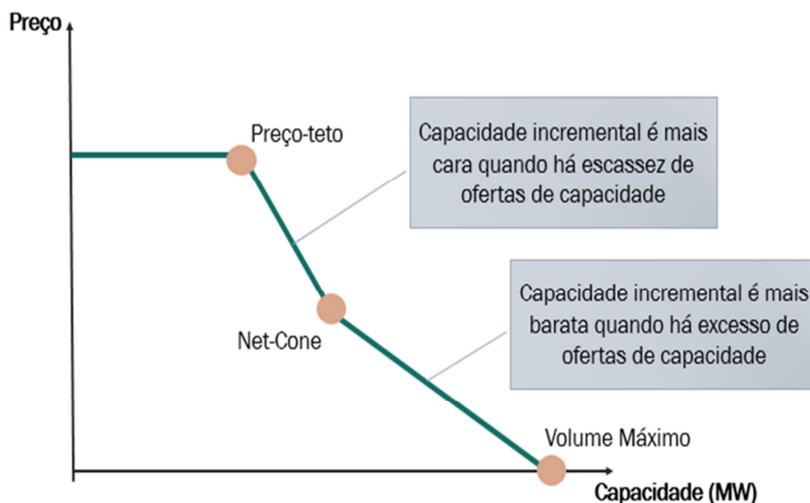
No mercado de capacidade, a curva de demanda é definida administrativamente pelo regulador e o atendimento às necessidades de confiabilidade do sistema é realizada por meio de leilões de menor preço. Castro *et al.* (2018) sintetizam a operação do mercado de capacidade nas seguintes etapas:

- i. O operador ou o planejador do sistema projeta a demanda para o futuro, incluindo o atendimento à reserva do sistema;
- ii. As ofertas de capacidade disponível são realizadas pelos geradores, novos ou existentes, e eventualmente também por agentes da demanda (resposta da demanda), em leilões de menor preço; e

- iii. Os leilões são realizados por etapas, com a redução do preço em cada uma, configurando deságios sucessivos a partir do preço-teto e diminuindo progressivamente o número de empreendedores interessados em continuar participando do certame. Assim, a oferta vai sendo reduzida a cada etapa até ser atingida a igualdade entre esta e a demanda. Este ponto corresponde ao preço de equilíbrio, que será utilizado para a contratação dos geradores remanescentes no leilão durante todo o período de duração do contrato.

Abaixo, a Figura 1 ilustra o perfil de uma curva de demanda definida administrativamente para um mercado de capacidade. O traçado da curva de demanda utiliza como referência o custo de uma nova usina entrante no sistema, em inglês *Cost of a New Entry* (CONE). O CONE representa a receita líquida anual total (equivalente à receita bruta menos os custos operacionais variáveis) que um novo recurso de geração marginal precisaria para recuperar seus investimentos de capital e custos fixos, dadas as expectativas razoáveis sobre a recuperação de custo futuro ao longo da vida econômica do novo projeto.

Figura 1: Curva de demanda do mercado de capacidade



Fonte: Elaboração própria, a partir de CRA (2013).

Os recursos de geração marginal costumam ser usinas que fazem o atendimento à ponta do sistema e possuem disponibilidade para ope-

rar em momentos críticos de escassez de oferta de energia. Em geral, são turbinas a gás em ciclo aberto (DECC, 2015), sobretudo em sistemas majoritariamente térmicos. Essas usinas marginais operam com um fator de capacidade baixo, mas precisam estar disponíveis para serem acionadas a qualquer momento. Por isso, há a necessidade da remuneração adicional do mercado de capacidade para compensar a prestação deste serviço.

Entretanto, apesar do mercado de energia não garantir a sustentabilidade financeira da nova usina, podem ocorrer situações em que ela seja despachada a um preço de energia superior aos seus custos variáveis¹. Por conta disso, a receita advinda do mercado de capacidade não precisa abarcar a totalidade dos custos fixos da nova usina, uma vez que deve remunerar apenas os custos não recuperados no mercado de energia. O valor a ser remunerado equivale ao total dos custos descontado da receita recuperada nos mercados de energia e de serviços ancilares. Este valor líquido por capacidade de uma nova usina é conhecido na literatura como custo líquido do novo entrante, ou *Net CONE* na sigla em inglês.

O *Net CONE* é o parâmetro central da curva de demanda, sendo estimado administrativamente para representar o preço pelo qual o sistema está disposto a comprar a quantidade de capacidade desejável para o atendimento futuro. Assim, de acordo com uma lógica microeconômica, a quantidade de capacidade a ser adquirida será inferior à quantidade estimada, caso o preço obtido no leilão de capacidade seja superior ao *Net CONE* estimado, ou será superior à quantidade estimada, caso o preço do leilão de capacidade seja inferior ao *Net CONE* estimado.

Devido às incertezas associadas à estimativa do *Net CONE*², é necessário definir um preço-teto ao qual o poder público, ou o operador do sistema, está disposto a pagar para adquirir o volume mínimo da capacidade requerida. Destaca-se que este preço-teto deve refletir o

¹ Estas situações ocorrem quando a eficiência de conversão de combustível em energia da nova usina é superior à de usinas da mesma categoria já em operação. Isso faz com que, com alguma frequência, as usinas menos eficientes sejam aquelas a marcar o preço, permitindo que a nova central obtenha uma margem sobre os custos variáveis nestas situações.

² De acordo com DECC (2013), os principais fatores que contribuem para a estimativa do *Net CONE* são (i) as taxas para o financiamento de novas construções; (ii) o período de retorno; (iii) as estimativas de custo de capital; (iv) o grau de receita do mercado de energia assumido; e (v) a escolha da tecnologia marginal.

grau de incerteza em torno da estimativa do *Net CONE*, podendo ser um múltiplo do mesmo, de maneira a não ser um valor tão baixo que não atraia investimentos suficientes, nem ser um valor alto que prejudique demasiadamente o custo do sistema. Na prática, cada sistema estabelece uma metodologia própria para definir administrativamente a curva de demanda do mercado de capacidade.

Com base no exposto, a seguir será simulada a aplicação de um mercado de capacidade para a expansão do sistema brasileiro, apresentado no Capítulo 6. Em seguida, os resultados serão cotejados com os preços observados em alguns exemplos da experiência internacional dos mercados de capacidade. O intuito, aqui, é destacar os principais pontos das metodologias adotadas e levantar os resultados obtidos nesses mercados para comparar com o caso brasileiro e identificar a consistência deste modelo de contratação.

7.2.1. Simulação do mercado de capacidade

Os resultados do estudo de caso para o planejamento da expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN) nos anos 2030, apresentado no Capítulo 6, incluem tanto os custos dos novos projetos como as receitas no mercado de energia para cada usina do sistema. Estes valores resultam do despacho calculado pela modelagem do sistema no *software* Plexos e representam as transações do mercado de energia. Com a finalidade de analisar o comportamento do SIN, foram avaliados os resultados simulados do modelo de curto prazo (ST), que, conforme previamente explicado, foram calculados com base na configuração do sistema proveniente da modelagem de longo prazo (LT).

De acordo com estes cálculos, os custos totais das novas usinas seriam superiores às receitas obtidas no mercado de energia, totalizando um prejuízo de R\$ 39,8 bilhões. Para superar esse problema, busca-se, aqui, simular um mercado de capacidade apto a remunerar as novas usinas de forma a garantir o investimento necessário para que sejam construídas.

Com a finalidade de simular a implementação do mercado de capacidade, foram calculados, por meio da equação (1), os custos não remunerados pelo mercado de energia das usinas entrantes do sistema, para cada empreendimento. Destaca-se que os custos de investimento anualizados não precisam ser ponderados pelo fator de participação das novas usinas, pois seus valores são estritamente associados apenas à construção dos empreendimentos entrantes.

$$C_{NR} = (-1) * \left[(R_l - C_{FO\&M}) * \frac{Cap_{nova}}{Cap_{inst}} \right] - CAPEX_{anual}. \quad (1)$$

Onde:

- C_{NR} são os custos não remunerados da usina entrante, em reais;
- R_l é a receita líquida da usina ou do conjunto de usinas, em reais;
- $C_{FO\&M}$ são os custos fixos de operação e manutenção da usina ou do conjunto de usinas, em reais;
- Cap_{inst} é a capacidade instalada da usina ou do conjunto de usinas, em MW;
- Cap_{nova} é a capacidade construída da usina ou do conjunto de usinas, em MW; e
- $CAPEX_{anual}$ são os custos de investimento anualizados da usina ou do conjunto de usinas, em reais.

Os custos não remunerados são positivos, quando a receita líquida obtida no mercado de energia não é capaz de cobrir todos os custos associados à nova usina, em função do efeito *missing money*. Caso aconteça de uma usina ter esses custos negativos, ela não participa do cálculo do preço no mercado de capacidade, pois, em princípio, deveria aceitar qualquer preço¹.

Para cada usina participante do mercado de capacidade, a equação (2) apresenta o cálculo do preço-sombra, que é o menor preço de capacidade que ela poderia aceitar. Destaca-se que os preços de capacidade abaixo do preço-sombra não dão sustentabilidade econômica ao empreendimento.

$$Capacity\ Shadow\ Price = \frac{C_{NR}}{Pot_{firme} * \left(\frac{Cap_{nova}}{Cap_{inst}} \right)} \quad (2)$$

Onde:

- *Capacity Shadow Price* é o preço-sombra do mercado de capacidade;
- C_{NR} são os custos não remunerados da usina entrante, em reais;
- Cap_{inst} é a capacidade instalada da usina ou do conjunto de usinas, em MW;

¹ Ainda assim, essa usina poderia participar do mercado de capacidade, recebendo receita equivalente à disponibilidade ofertada.

- Cap_{nova} é a capacidade construída da usina ou do conjunto de usinas, em MW; e
- Pot_{firme} é a potência firme da usina ou do conjunto de usinas, em MW.

O preço-sombra pondera os custos não remunerados pela real contribuição da usina no fornecimento de potência firme ao sistema. Observa-se que o preço final do mercado de capacidade é determinado em função da usina marginal do sistema, ou seja, daquela que possui o maior preço-sombra e contempla as características de geração para estar disponível mesmo em momentos críticos do atendimento à carga.

Em geral, as usinas marginais são térmicas, conforme será demonstrado na Subseção 7.2.3, com a investigação dos casos existentes de mercado de capacidade em outros países. No caso simulado, para o SEB, o objeto de geração termelétrica a gás natural em ciclo aberto na Região Sul (UTE Gás Ciclo Aberto – Sul) apresentou o maior preço-sombra dentre as usinas entrantes com características para serem referência de preços neste mercado, representando R\$ 786,02/kW. Assim, o preço desta térmica constituiu o *Net CONE* do sistema simulado, devendo ser repassado para todas as usinas participantes do mercado de capacidade.

Vale destacar que, tanto as usinas novas como as existentes, podem participar do mercado de capacidade. Como simplificação, na simulação do processo de leilão das ofertas de disponibilidade, supôs-se que todas as usinas simuladas participariam do mercado de capacidade na proporção da potência firme que oferecem ao sistema. Dito isso, a receita total do mercado de capacidade foi de R\$ 141,6 bilhões, de acordo com a simulação de curto prazo, e a receita para cada usina ou conjunto de usinas é calculada segundo a equação (3), abaixo.

$$R_{MC} = Net\ CONE * Pot_{firme} \quad (3)$$

Onde:

- R_{MC} é a receita no mercado de capacidade, em reais;
- Pot_{firme} é a potência firme da usina ou do conjunto de usinas, em MW; e
- *Net CONE* é o preço da usina marginal para o mercado de capacidade, em R\$/kW.

7.2.2. Experiência internacional com o mercado de capacidade

No intuito de analisar a consistência do modelo de mercados de capacidade para o caso brasileiro, é importante comparar os resultados obtidos com os preços observados em mercados de capacidade de outros países. Neste sentido, foram investigados os casos dos mercados PJM, *New England ISO* (NE-ISO) e *National Grid ESO*, os dois primeiros localizados nos EUA e o terceiro é o mercado de capacidade do Reino Unido. Estes três mercados possuem como objetivo promover a confiabilidade da rede no longo prazo, garantindo a quantidade adequada de recursos de fornecimento de energia necessária para atender a demanda prevista no futuro.

O PJM é uma organização de transmissão regional (RTO, em inglês) que coordena as transações do mercado atacadista de eletricidade dos estados de Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia e West Virginia, bem como do distrito de Columbia. O mercado de capacidade do PJM, denominado *Reliability Pricing Model* (RPM), caracteriza-se por aplicar sinais locais com preços diferentes, de acordo com cada área, e por considerar a participação de vários tipos de recursos além de usinas de geração, como projetos de gerenciamento de carga, de eficiência energética e melhorias no sistema de transmissão.

O RPM opera por meio de leilões com horizonte de três anos e de leilões incrementais ao longo de cada ano. A curva de demanda desses leilões é denominada *Variable Resource Requirement Curve* (VRR), definida administrativamente com base no cálculo do *Net CONE* e em uma quantidade correspondente ao requisito de adequação de recursos do mercado (PJM, 2021).

No PJM, o CONE é calculado por uma consultoria contratada, que estima o seu valor a partir do dimensionamento completo de plantas térmicas de ciclo aberto e de ciclo combinado que reflitam as condições locais e as potenciais escolhas tecnológicas e de configuração da usina, de acordo com os projetos mais recentes e considerando os requisitos ambientais vigentes. Por exemplo, o documento Newell *et al.* (2018) realiza as estimativas para 2022, considerando o uso de turbinas GE 7HA (uma para o ciclo aberto e duas para o ciclo combinado, com um único gerador de vapor de recuperação de calor e turbina a vapor), além de abordar a capacidade de alimentação de combustível e a adoção de redução catalítica seletiva (SCR). Por fim, o *Net CONE* é calculado descontando do CONE as receitas de energia e de serviços

ancilares (E&AS) correspondentes à média histórica dos três anos anteriores.

Assim como o PJM, o mercado de capacidade do NE-ISO compreende um conjunto de estados americanos, a saber, Massachusetts, Maine, Vermont, New Hampshire, Rhode Island e Connecticut. Este mercado também realiza leilões com antecedência de três anos e preços por área para dar um sinal locacional à oferta. Além disso, permite-se a participação de empreendimentos novos e existentes, porém com as durações dos contratos distintas, sendo anuais para usinas existentes e de até sete anos para usinas novas (Mauer e Barroso, 2011).

A metodologia aplicada pelo operador do NE-ISO para o mercado de confiabilidade consiste em determinar a capacidade mínima necessária para cada área e estabelecer a curva de demanda com base em um preço-teto equivalente ao maior valor entre o CONE e 1,6 vezes o *Net* CONE (NE-ISO, 2020). A partir desta curva, os diferentes recursos habilitados a participar do leilão (usinas de geração, resposta da demanda e linhas de transmissão) realizam as ofertas até que se atinja o preço final, que irá remunerar todos os fornecedores de confiabilidade. Além desta remuneração fixa pela capacidade disponível, os geradores são remunerados ou penalizados por performance.

O valor da remuneração ou penalidade por performance é proporcional à quantidade de energia efetivamente gerada ou deixada de gerar durante um período crítico. Com isso, o risco de não gerar é transferido aos geradores, pois aqueles que não forem capazes de entregar energia em uma situação crítica devem comprar dos agentes que supriram energia em seu lugar a um preço maior, definido pelo regulador. Segundo Castro *et al.* (2018), esse preço corresponde ao custo fixo anual de uma nova usina marginal hipotética, que operaria somente nas horas críticas do sistema, dividido por uma estimativa do número de horas críticas em um ano.

Por fim, o último caso investigado corresponde ao mercado de capacidade do *National Grid ESO*, do Reino Unido, cujo objetivo é aumentar a confiabilidade do sistema para garantir a segurança do atendimento da demanda de eletricidade futura ao menor custo para o consumidor¹. Assim como nos mercados citados anteriormente, a contratação de capacidade é realizada através de leilões de menor

¹ Para maiores informações sobre o *National Grid ESO*, acesse www.emrdeliverybody.com/cm/home.aspx.

custo, nos quais as usinas vencedoras são remuneradas regularmente em troca da disponibilidade de capacidade em momentos de apuro no sistema elétrico (DECC, 2014).

A metodologia utilizada para a construção da curva de demanda segue a teoria previamente apresentada, na qual se define administrativamente, com base em estudos, o valor do *Net CONE*, de forma que este seja o preço considerado justo a ser pago para contratar a capacidade alvo estipulada. No caso britânico, o *Net CONE* é alcançado subtraindo o valor da receita esperada obtida no mercado de energia e de serviços ancilares do CONE (DECC, 2015), sendo este definido como o custo total da entrada de uma nova planta térmica de ciclo combinado (DECC, 2014). O preço-teto é definido, também, administrativamente, de modo a possibilitar uma maior oferta de diferentes tecnologias e para definir o preço do leilão sem que este ultrapasse o valor máximo estabelecido para a contratação de capacidade.

A Tabela 1 apresenta um compilado dos resultados obtidos nos últimos leilões em cada um dos mercados de capacidade analisados e permite a avaliação dos preços praticados nos mesmos.

Tabela 1: Resultados dos leilões nos mercados de capacidade PJM, NE-ISO e *National Grid ESO*¹

Mercado	Leilão	Preço-teto/CONE* (R\$/kW)	Net CONE (R\$/kW)	Preço Final (R\$/kW)
National Grid ESO	T-4 2019	369,57	241,45	78,69
	T-3 2019	369,57	241,45	31,73
	T-4 2017	369,57	241,45	41,39
	T-4 2016	369,57	241,45	110,87
	T-4 2015	369,57	241,45	88,70
	T-4 2014	369,57	241,45	95,60
NE-ISO	CCP 24-25	556,44	405,40	-
	CCP 23-24	534,14	381,19	93,12
	CCP 22-23	525,62	379,74	176,93
	CCP 21-22	528,46	374,34	215,57
	CCP 20-21	669,86	541,96	246,77
	CCP 19-20	665,34	503,31	327,32
	CCP 18-19	653,70	515,88	444,65
PJM	BRA 2016-2017	557,86	455,41	84,08
	BRA 2015-2016	558,59	414,88	192,60
	BRA 2021-2022	553,69	423,87	198,27
	BRA 2020-2021	540,37	425,67	108,38
	BRA 2019-2020	589,85	497,64	141,62
	BRA 2018-2019	-	468,10	233,35
	BRA 2017-2018	-	454,08	169,94

* O *National Grid ESO* informa apenas o preço-teto, enquanto o NE ISO e o PJM apresentam o CONE

Fonte: Elaboração própria.

Em todos os leilões, o preço final é significativamente menor do que o simulado para o caso brasileiro, que foi de R\$ 786,00/kW. Além disso, mesmo comparando com o preço-teto dos leilões ou com o CONE, o preço simulado para caso brasileiro ainda é superior. Portanto, supõe-se que, os leilões de capacidade no Brasil, deverão apresentar preços elevados.

Uma explicação para isso é que as experiências internacionais analisadas correspondem a mercados com pequena participação de fontes renováveis em comparação com o mercado brasileiro simulado. Deste modo, as usinas de capacidade marginal nestes mercados conseguem

¹ Para efeitos de comparação, os valores foram convertidos à moeda brasileira, de acordo com a taxa de câmbio utilizada no PDE 2029 (US\$ 1,00 = R\$ 3,88).

projetar receitas no mercado de energia que suavizam a necessidade de remuneração complementar no mercado de capacidade.

Assim, entende-se que os modelos de mercado de capacidade podem não ser adequados para sistemas com forte participação de renováveis, como o SEB, pois neles a térmica marginal pode efetivamente não contar com receitas relevantes no mercado de energia, requerendo uma complementação de receita muito elevada, a qual, estendida aos demais geradores, deve impactar demasiadamente o custo do sistema.

7.2.3. Análise crítica da aplicação de mercado de capacidade no caso brasileiro

Em consequência dos preços, comparativamente altos, simulados para o mercado de capacidade no caso brasileiro, é necessário avaliar o reflexo que este mecanismo teria sobre o custo da energia para o consumidor. Observa-se que o impacto para o consumidor, considerando os pagamentos nos mercados de energia e de capacidade, seria de um aumento de 52,6% em relação apenas ao valor da energia. A Tabela 2, a seguir, mostra os efeitos no custo e no preço do sistema, em razão do custo do mercado de energia.

Tabela 2: Impacto no custo e no preço do sistema para o modelo de ST

	Custo total (R\$/MWh)	Preço total (R\$/MWh)	Aumento percentual
Mercados Energia	R\$ 269,30	R\$ 223,35	
Mercados de Energia e Capacidade	R\$ 410,96	R\$ 340,80	52,6%

Fonte: Elaboração própria.

Portanto, a implantação de um mercado de capacidade representaria um significativo impacto para o consumidor, em decorrência do maior custo total do sistema. Tal impacto sobre a modicidade tarifária do sistema torna este modelo de contratação difícil de defender, caso outras alternativas de suporte aos investimentos se mostrem menos onerosas.

Um outro aspecto importante a verificar é em que medida o mercado de capacidade seria apto a prover uma sinalização econômica adequada para investimentos nos projetos de geração que compõe a

expansão ao mínimo custo global. A conclusão a partir dos números é que isso não seria possível. Na ausência de um limite quantitativo à oferta de novos projetos de geração térmica, seriam estas a ditar o preço da capacidade ao valor de R\$ 786,02/kW para as usinas a gás natural de ciclo aberto, de acordo com a simulação. Assim, os projetos que só se viabilizariam com um preço de capacidade ainda mais elevado simplesmente não seriam construídos.

No caso simulado, isso ocorre com os geradores equivalentes Solar Centralizada NE, Solar Centralizada SE e Eólicas BA. Esses geradores seriam substituídos por outros projetos de custo global maior, mas capazes de se viabilizar pelo mercado de capacidade e, assim, se manteria a mesma potência firme do sistema, não implicando na alteração dos valores apresentados na Tabela 2.

A Tabela 3, abaixo, apresenta os preços-sombra calculados para as usinas que constam na expansão ao mínimo custo apresentada no Capítulo 6. Destaca-se que, no caso do gerador Eólicas BA, o preço está muito próximo ao preço de referência dos leilões, de R\$ 786,02/kW, o que indica que este conjunto de usinas possui condições de competir no leilão de capacidade e efetivar sua expansão planejada, tendo em vista as incertezas da modelagem. Por outro lado, nenhuma usina solar se viabilizaria com este esquema de remuneração.

Tabela 3: Preço-sombra das usinas entrantes

Usina/Conjunto de Usinas	Preço-sombra (R\$/kW)
UTE Gás Ciclo Aberto – Sul	786,02
UTE GNL SE FLEX	719,18
Eólicas BA	797,33
Eólicas MA	0,00
Eólicas PE	0,00
Eólicas PI	472,89
Eólicas RN	371,46
Solar Centralizada NE	1.132,14
Solar Centralizada SE	986,69
UHE Maranhão	260,17
UHE Paranã	485,38
UHE Santo Antônio (Chapecó)	0,00
UHR Coxilha Grande (Barra Grande)	769,41
UHR Dos Patos (Segredo)	689,05
UHR Monte Horebe	457,99
UHR Serra do Lajeado (Lajeado)	506,30

Fonte: Elaboração própria.

Conforme demonstrado pela equação (2), exposta na Subseção 7.2.1, o cálculo do preço-sombra de cada usina considera a potência firme que cada uma disponibiliza para o sistema. Ademais, a potência firme é estimada para cada empreendimento de acordo com o tipo de fonte energética que utiliza, de modo que existem limitações específicas ao cálculo de cada fonte, conforme o detalhamento apresentado no Capítulo 6.

Os resultados do caso simulado mostram que a complementação de receitas para os empreendimentos de geração por meio de um mercado de capacidade não conseguiria realizar a expansão ótima do sistema, pois alguns projetos que são eficientes sob a ótica do mínimo custo global, não poderiam ser viabilizados através das receitas com venda de energia e das receitas com capacidade. Estes projetos seriam substituídos por outros capazes de se viabilizar mediante receitas com capacidade mais baixas.

Com relação às UHRs simuladas, por tornarem-se viáveis com um preço de capacidade inferior ao preço de corte fixado pelas usinas a gás em ciclo aberto, seriam viabilizadas pelo mercado de capacidade, de acordo com a simulação. Não obstante, se o mecanismo de suporte

ao investimento for um mercado de capacidade, caso o único produto valorado no leilão seja a potência firme, como foi suposto aqui, haveria um viés em favor de UHRs de baixo CAPEX, que teriam um menor custo em relação à potência firme, às custas da capacidade de armazenamento de energia. Neste caso, o benefício do armazenamento de energia não estaria sendo remunerado pelo sistema e a expansão do modelo estaria enviesada para a contratação de UHRs com reservatório pequeno e alta potência, podendo inviabilizar usinas sazonais com reservatórios expressivos, a despeito dos destacados benefícios sistêmicos para o SEB.

Em resumo, a aplicação do modelo de mercado de capacidade ao caso brasileiro simulado demonstrou que: (i) o modelo geraria um alto sobrecusto para o consumidor; (ii) o modelo não forneceria um sinal econômico adequado para a expansão de projetos de geração renovável, os quais, porém, ainda sim seriam selecionados em uma expansão do sistema pelo mínimo custo; e (iii) os benefícios adicionais à potência firme, como o armazenamento, não estariam sendo valorados, enviesando a contratação em favor de projetos de armazenamento de baixo investimento em relação à capacidade instalada. Portanto, entende-se que devem ser consideradas outras alternativas para viabilizar a contratação da expansão ótima para o sistema.

7.3. Contratação de longo prazo para viabilizar a expansão ótima

Esta seção explora outras alternativas para oferecer receitas complementares aos geradores, de modo a possibilitar a expansão ótima do sistema. Posteriormente, apresenta-se uma simulação de contratação de longo prazo para a expansão do caso modelado, comparando a solução com aquela obtida por um mercado de capacidade.

7.3.1. Resultado da geração solar, eólica e hídrica no mercado de energia

Uma expansão do sistema com geração de energia baseada nas fontes solar e eólica, como a aquela que resultou da modelagem apresentada no Capítulo 6, implica em oferta de grande quantidade de energia com custo variável nulo. Isso resulta em um recorrente deslocamento da geração térmica, reduzindo o preço da energia e diminuindo as receitas dos geradores no mercado *spot*. Por conta dos preços baixos, as receitas no mercado de energia podem não cobrir os

custos da nova geração renovável, a qual, apesar de possuir custo variável nulo, incorre em custos fixos e em investimento substanciais. Por conseguinte, em alguns casos, o custo pode ser superior ao valor de sua produção no mercado de energia.

A seguir, a Tabela 4 apresenta a composição dos preços médios de venda e de equilíbrio para as novas usinas eólicas, solares e hídricas. Observa-se que o preço médio de venda é a receita no mercado de energia de uma usina ou de um conjunto de usinas, dividida pela quantidade de energia produzida. Já o preço de equilíbrio é o preço ao qual seria preciso vender a energia da usina para cobrir todos os custos e remunerar o capital investido. Apenas as usinas Eólicas MA, Eólicas PE e UHE Santo Antônio (Chapecó) possuem preços de venda superiores aos preços de equilíbrio, o que sinaliza, em uma primeira aproximação, a viabilidade destes empreendimentos. Este resultado era de se esperar, uma vez que, mais acima, foi calculado um preço-sombra zero para estas usinas (ver Tabela 3), indicando que as vendas no mercado de energia são capazes de viabilizar financeiramente estes projetos, sem mecanismos adicionais de suporte.

Tabela 4: Preços de venda e de equilíbrio para as novas usinas eólicas, solares e hídricas

Usina/Conjunto de usinas	Geração (TWh)	Receita (10 ⁹ xR\$)	Custos (10 ⁹ xR\$)	Preço médio de venda (R\$/MWh)	Preço médio de equilíbrio (R\$/MWh)
Eólicas BA	83,43	12,22	8,69	146,42	173,52
Eólicas MA	28,62	5,75	4,29	200,99	177,43
Eólicas PE	27,22	5,09	4,27	187,06	184,34
Eólicas PI	36,73	6,69	5,13	182,05	200,64
Eólicas RN	53,78	9,99	6,37	185,81	200,39
EÓLICAS	229,78	39,74	28,76	180,47	187,26
Solar Centralizada NE	68,35	9,40	13,00	137,47	231,19
Solar Centralizada SE	57,86	10,05	14,63	173,66	268,53
SOLARES	126,21	19,44	27,63	155,57	249,86
UHE Maranhão	0,57	0,15	0,18	261,47	315,06
UHE Paranã	0,36	0,09	0,13	248,63	359,07
UHE Santo Antônio (Chapecó)	0,46	0,11	0,10	234,06	214,45
HÍDRICAS	1,38	0,34	0,40	248,05	296,19
TOTAL	357,37	59,53	56,79	195,76	232,46

Fonte: Elaboração própria.

Para as usinas com geração intermitente (solar e eólica) tomadas em conjunto, o preço médio de venda é inferior tanto ao preço médio da energia no sistema (R\$ 203,57/MWh) quanto ao preço de equilíbrio. São, portanto, financeiramente inviáveis sem mecanismos de suporte ao investimento. As eólicas em seu conjunto têm um preço médio de equilíbrio (R\$ 187,26/MWh) inferior ao preço médio de venda (R\$ 180,47/MWh), ou seja, na média estas usinas não são financeiramente viáveis, sendo as já referidas eólicas no Maranhão e Pernambuco as exceções.

Finalmente, as hidrelétricas vendem energia acima do preço médio do sistema (R\$ 248,05/MWh *versus* R\$ 203,57/MWh), o que é consequência de possuírem uma geração controlável, que pode ser concentrada nas horas em que a energia é relativamente escassa. Entretanto, elas têm, na média, custos unitários ainda maiores (R\$ 296,19/MWh), sinalizando a inviabilidade financeira na ausência de mecanismos de suporte. A exceção é a UHE Santo Antônio (Chapecó), que têm custos unitários inferiores ao preço médio de venda.

A dimensão de risco ao qual os geradores estão expostos no mercado de energia pode ser verificada na Tabela 5, que apresenta a variação do preço médio de venda nas 36 séries de dados modeladas para as novas usinas eólicas, solares e hídricas.

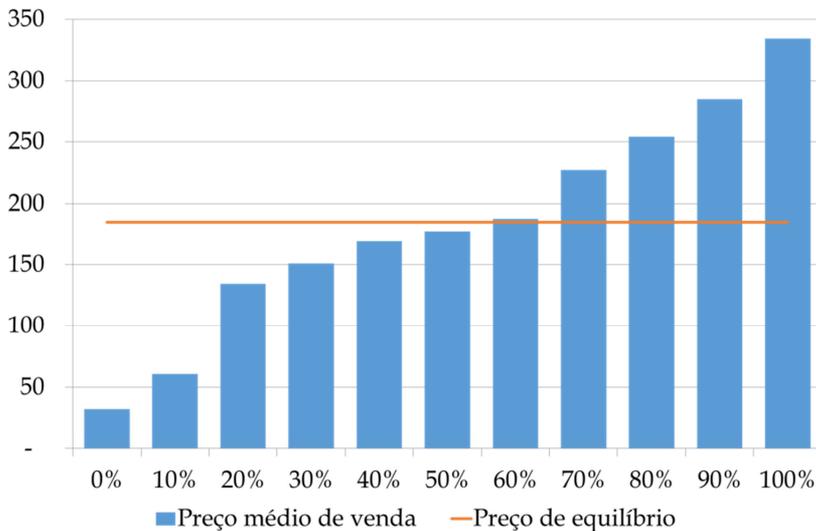
Tabela 5: Variação do preço médio de venda das novas usinas eólicas, solares e hídricas, em reais por MWh

Usina/Conjunto de usinas	Mínimo	Média	Máximo
Eólicas BA	14,79	145,73	398,93
Eólicas MA	28,61	200,39	379,71
Eólicas PE	32,68	185,96	334,50
Eólicas PI	28,96	181,30	331,71
Eólicas RN	32,86	184,95	332,33
EÓLICAS	25,14	172,15	318,74
Solar Centralizada NE	25,54	137,09	246,66
Solar Centralizada SE	26,52	173,33	323,60
SOLARES	25,99	153,68	281,91
UHE Maranhão	67,97	261,57	434,76
UHE Paranã	80,38	258,29	434,76
UHE Santo Antônio (Chapecó)	67,97	238,12	407,30
HÍDRICAS	82,17	252,17	414,57
TOTAL	25,66	165,94	306,11

Fonte: Elaboração própria.

Constata-se que, além do preço médio estimado de venda não dar sustentação à grande parte dos projetos da expansão, há de-se considerar o risco associado às variações dos preços, que reflete a variabilidade da geração nas diversas séries de dados. Assim, mesmo os projetos que apresentam um preço médio superior ao valor de custo médio (eólicas no Maranhão e em Pernambuco e UHE Santo Antônio), em certos cenários eles podem ter receitas claramente insuficientes em anos com preços médios baixos. O Gráfico 1 ajuda a melhor ilustrar este ponto, contendo um histograma cumulativo do preço médio de venda das eólicas em Pernambuco. Destaca-se que, neste caso, em metade dos cenários, o preço do mercado de energia é insuficiente para fazer frente ao custo de produção.

Gráfico 1: Histograma acumulado do preço médio de venda anual de usinas eólicas em Pernambuco, em reais por MWh



Fonte: Elaboração própria.

Diante do verificado, coloca-se em questão a financiabilidade destes empreendimentos. Mesmo em projetos com custos baixos em relação aos preços de mercado esperados, a variabilidade dos preços pode fazer com que não seja possível cobrir o serviço da dívida em grande parte dos cenários. Com isso, a viabilidade destes projetos dependerá da capacidade do empreendedor em garantir o pagamento da dívida mesmo nestas situações, ou seja, depende de ele possuir um

risco corporativo baixo, que lhe permita honrar seus compromissos mesmo em cenários de preços adversos.

A alternativa comercial para endereçar estes problemas pode ser a contratação de longo prazo, cujo modelo pode dar suporte ao investimento, tanto para projetos dedicados à geração de energia, como para projetos mais focados em prestar serviços ao sistema, como térmicas de *backup* e projetos de armazenamento.

De todo modo, o mercado de energia, sozinho, não sustenta a operação da maioria das usinas contempladas na expansão ótima do sistema. Tampouco, a aplicação do mercado de capacidade, como foi demonstrada na Seção 7.2, solucionaria este problema, dado que várias destas usinas não conseguiriam viabilidade econômica ao preço de capacidade estimado e, mesmo aquelas que conseguissem ser, na média, viáveis, com receitas de energia ou de energia e capacidade, estariam sujeitas às incertezas relacionadas às variações dos preços de curto prazo.

Em função disso, é necessário avaliar alternativas de contratação para viabilizar a expansão ótima do sistema, as quais devem considerar contratos que cubram o custo médio das usinas desejáveis do ponto de vista de uma expansão ao mínimo custo, sem onerar demasiadamente o consumidor, mas garantindo a remuneração adequada aos serviços prestados pelo agente de geração.

7.3.2. Simulação de contratação de longo prazo

Uma alternativa à solução de implantação de um mercado de capacidade é um modelo comercial baseado em contratos de longo prazo, como os leilões de energia brasileiros. Porém, até o momento, no Brasil, somente a geração de energia é remunerada através destes contratos. Além disso, da forma como os leilões estão atualmente estruturados, todos os ônus da confiabilidade do sistema são direcionados para o mercado regulado, algo que não é sustentável com a crescente liberalização da comercialização de energia.

Não obstante, é possível estender o modelo de leilões mediante certames ou a oferta de produtos específicos para contratar projetos de outros tipos, como, por exemplo, a geração de ponta ou o armazenamento. Com uma oferta mais diversificada de leilões ou de produtos, a expansão ótima poderia ser realizada, sem impor um sobre-custo ao consumidor. Além disso, os ônus da contratação de longo prazo deveriam ser atribuídos a todos os consumidores e não apenas a alguns dentre eles, como ocorre atualmente.

Destaca-se que o objetivo de um leilão para contratação de longo prazo é garantir que cada gerador receba o suporte financeiro necessário para remunerar os seus custos totais. Dois pontos são críticos para o sucesso de um modelo comercial deste tipo. Em primeiro lugar, os produtos devem ser corretamente formatados, de modo a oferecer condições comerciais adequadas de acordo com cada tipo de projeto e alocando os principais riscos inerentes a eles a quem tenha melhor vocação ou capacidade financeira para suportá-los. Em segundo lugar, para que os leilões consigam precificar adequadamente os contratos, é deve-se promover a concorrência, ou seja, é necessária uma oferta suficientemente grande de projetos. Assim, caso o objeto do leilão seja a concessão de uma UHE ou de uma UHR, é necessário um número expressivo de interessados pelo aproveitamento.

Preenchidos esses requisitos, a contratação de longo prazo é uma solução mais barata para o consumidor, na medida em que produtos bem formatados e um nível suficiente de concorrência são capazes de eliminar o problema do *missing money*, dando previsibilidade aos fluxos de caixa de geradores e consumidores, sem gerar excedentes injustificáveis para os empreendedores.

Em relação às termelétricas previstas pelo modelo de expansão com o papel de *backup* para a geração de ponta, o Brasil já possui larga experiência em contratação destas usinas via contratos por disponibilidade. Por outro lado, os leilões de longo prazo, seja na modalidade por disponibilidade seja por quantidade, são um mecanismo adequado para garantir a remuneração correta para os geradores cujo objetivo primário ofertar energia, como usinas eólicas, solares e hídricas.

Naturalmente, para todos estes casos e para eventuais leilões de UHRs, dentro de um modelo em que a liberalização da comercialização é crescente, não faz mais sentido atribuir os custos associados à contratação de longo prazo ao mercado regulado. Estes custos, ou eventuais diferenças entre eles e os preços de mercados, devem ser repassados para a totalidade dos consumidores.

A própria natureza dos contratos, que hoje envolvem compra e venda de energia, poderia ser alterada. No caso de contratos para UHRs que não são produtoras líquidas de energia, este tipo de arranjo comercial sequer faz sentido. A experiência internacional recente de contratação de longo prazo em mercados liberalizados mostra alguns exemplos (ver Subseção 7.1.2) com claras vantagens em comparação a modelos que, como o brasileiro, repousam na contratação de energia.

Um modelo de contratos de longo prazo puramente financeiro, como o concebido na Austrália para as *Renewable Energy Zones* de New South Wales merece ser considerado (ver Subseção 7.1.3). Tais contratos são objeto de um leilão em que o vencedor se compromete em construir e operar um projeto, que tanto pode ser de geração quanto de armazenamento de longo prazo. Por sua vez, o vencedor tem o direito a uma complementação de receita caso a operação no mercado de energia não seja capaz de fornecer uma receita líquida ao menos equivalente àquela que resultou do leilão.

Este desenho de contratação de longo prazo é análogo ao utilizado no Reino Unido, mediante os CfD, em leilões para incentivo a investimentos em geração renovável. O modelo britânico tem o mérito de fornecer suporte ao investimento através da contratação competitiva de novos projetos, os quais, no entanto, atuam normalmente no mercado de energia liberalizado, vendendo no mercado *spot* a totalidade da energia produzida. Além de viabilizar projetos capazes de fornecer liquidez para o mercado *spot*, este tipo modelo de contratação assegura que todo o mercado perceba o mesmo custo de oportunidade da energia, diferentemente do atual mercado brasileiro que aloca apenas a consumidores regulados. Tanto em New South Wales, como no modelo do Reino Unido, o custo líquido dos contratos é repassado linearmente à totalidade dos consumidores.

A Tabela 6 apresenta a comparação entre as receitas totais dos novos projetos no mercado de capacidade (ver Subseção 7.2.3) e em uma simulação de modelo com contrato de longo prazo. Destaca-se que, na comparação, só foram computadas receitas de projetos que conseguiriam se viabilizar financeiramente nos dois modelos comerciais¹. No caso dos contratos de longo prazo, os valores deste contrato são iguais ao custo total dos geradores, evitando déficits ou excedentes financeiros para as usinas. Isso decorre da suposição de que os leilões, com adequada oferta de produtos e de interessados, farão com que o preço convirja para o valor do *missing money*, ou seja, para o valor do custo de cada usina não remunerado pelo mercado de energia, calculado de acordo com a equação (1), apresentada mais acima.

¹ A receita total por fonte no mercado de capacidade foi computada apenas com as usinas indicadas na expansão de mínimo custo que conseguiriam se viabilizar através deste mercado. Nenhuma análise de receita por fonte foi realizada considerando a substituição dos projetos da expansão de mínimo custo que não conseguiriam se viabilizar através do mercado de capacidade.

Tabela 6: Comparativo das receitas totais por tipo de fonte de geração nova para os mercados de capacidade e contratos de longo prazo

Fonte de geração	Receita total - mercado de energia e capacidade (milhões R\$)	Receita total - mercado de energia e contrato de longo prazo (milhões R\$)	Diferença percentual do mercado de capacidade em relação ao contrato por longo prazo
Hidrelétrica	566	299	89,2%
Eólica	43.682	25.320	72,5%
Térmica	10.533	10.524	0,1%
UHR	15.901	1.277	28,5%
Total	70.681	48.520	45,7%

Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que o modelo do mercado de capacidade implica em um custo de novas usinas para o consumidor que é 45,7% maior do que o custo no modelo de contratos de longo prazo. No caso das termelétricas o sobrecusto é muito baixo (0,1%), pois a grande maioria das usinas aqui consideradas são geradores marginais no mercado de capacidade. Para UHEs, eólicas e UHRs o sobrecusto é muito maior, entre 28,5% e 89,2%.

Também se deve destacar que, ao contrário do mercado de capacidade, a estratégia de contratação de longo prazo pode não oferecer um sinal econômico automático para o descomissionamento de usinas menos eficientes. Isso se justifica, pois, findos os contratos iniciais, é possível que a venda de energia no mercado de curto prazo não seja capaz de dar sustentabilidade ao negócio, por exemplo, para uma térmica com custo variável alto e baixa frequência esperada de despacho. Este tipo de usina sempre vai gerar receitas com a venda de energia superiores aos custos de combustíveis (só despacham a preços que cobrem os custos variáveis), mas pode não gerar margem suficiente para cobrir os custos de administração e operação, além de investimentos em renovação periódica dos equipamentos (*overhaul*).

Assim, seria preciso haver uma alternativa de contratação também para usinas existentes, nos moldes dos atuais leilões de energia velha, pois, sem um mecanismo de suporte adequado, centrais que são positivas para o sistema do ponto de vista da minimização dos custos globais poderiam ser induzidas a sair de operação precocemente.

De todo modo, um modelo de suporte ao investimento mediante contratação de longo prazo parece superior a um mercado de capacidade. Em primeiro lugar, os sobrecustos para o consumidor que

decorrem da utilização do modelo de contratação por capacidade podem ser evitados via contratação de longo prazo, se os instrumentos forem aderentes às especificidades dos projetos e houver concorrência nos leilões. Em segundo lugar, ao contrário do que ocorre com o mercado de capacidade, o modelo da contratação de longo prazo é suficientemente plástico para acomodar projetos dos mais diferentes tipos, permitindo realizar uma expansão do sistema ao mínimo custo. Finalmente, recomenda-se a adoção da contratação de longo prazo mediante instrumentos de natureza puramente financeira, que não interfiram na dinâmica da oferta de energia no mercado de curto prazo e não recaiam apenas sobre uma classe de agentes específica, como os atuais CCEARs brasileiros.

7.4. Análise dos mecanismos de suporte considerados

Foram apresentadas e testadas no presente capítulo algumas fórmulas convencionais, e uma relativamente inovadora de estruturar mecanismos de suporte ao investimento, a fim de avaliar se eles são compatíveis com a expansão do sistema ao mínimo custo, apresentada no Capítulo 6.

O primeiro mecanismo de suporte financeiro é o mercado de capacidade. Aqui, foi realizada uma simulação financeira de um mercado de capacidade em que a receita adicional para os geradores é uma contrapartida para fornecer ao operador do sistema um volume suficiente de recursos controláveis. Conclui-se que o mercado de capacidade terá que operar com preços elevados, se for utilizado para contratar termelétricas com custo variável alto e baixíssimo fator de capacidade esperado, como o sistema futuro requer, de acordo com a expansão a mínimo custo, o que encarecerá a energia para o consumidor. Ou seja, o provimento de confiabilidade ao sistema mediante projetos com as características da expansão ao mínimo custo resulta em um sobrecusto para o consumidor, pois os geradores que são economicamente viáveis sem as receitas no mercado de capacidade terão *windfall profits*. Assim, a adoção de um mercado de capacidade não parece adequada para dar suporte ao investimento. Porém, deve-se destacar que, com os preços elevados no mercado de capacidade simulado, todas as UHRs consideradas para a expansão seriam viabilizadas.

Adicionalmente, constatou-se, a partir da simulação do funcionamento do mercado de capacidade, que se este for o único mecanismo

de suporte ao investimento, não será possível viabilizar a geração renovável em volume compatível com a expansão a mínimo custo. Na simulação horária do funcionamento do sistema, a geração solar centralizada e parte da geração eólica vendem energia a preços baixos e inferiores ao custo médio de produção, uma vez que as horas de maior geração destas fontes são justamente as de menores preços. O mercado de capacidade não conseguiria dar suporte a tais fontes, tendo em vista que é organizado para remunerar os projetos na medida de seu aporte à confiabilidade do sistema. Deste modo, mesmo que as renováveis participem do mercado de capacidade, elas o fariam oferecendo volumes muito baixos de potência firme e acabariam não conseguindo obter receitas suficientes para viabilizar o investimento.

O segundo mecanismo de suporte financeiro ao investimento estudado aqui, um modelo de contratação de longo prazo, parece ser mais adequado, pois permite, se bem concebido e implementado, contratar a expansão da geração de forma aderente ao planejamento pelo mínimo custo, evitando, ao mesmo tempo, o repasse de custos excessivos aos consumidores regulados. Ademais, o modelo de contratação de longo prazo mais interessante parece ser aquele em que a contratação é centralizada, os instrumentos são puramente financeiros, sem interferência no mercado de energia, e os custos relacionados às contratações são repassados à totalidade dos consumidores. Este modelo é análogo ao implementado no Reino Unido, através dos *Contracts for Difference*, aos *LTES Agreements*, propostos para o mercado australiano.

Referências Bibliográficas

- Axpo Holding AG. Annual Report. 2015/2016. Suíça, 2016. Disponível em: www.axpo.com/content/dam/axpo19/master/files-master/about-us/investor-relations/publications---dates/1911_Axpo_Holding_Annual_Report_15_16.pdf.
- Barbour, E.; Wilson, I. A. G.; Radcliffe, J.; Ding, Y.; Li, Y. A Review of Pumped Hydro Energy Storage Development in a Significant International Electricity Market. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. v.61, pp. 421-432, 2016.
- Boiteux, M. Le Calcul Économique Dans Une Entreprise Électrique. *Révue de L'Énergie*, 1987.
- Clercg, G. Cavernous Swiss Power Plant Undermined by Renewable Energy. Reuters, 31 de agosto de 2014. Disponível em:

- www.reuters.com/article/us-utilities-swiss-pumpedstorage/cavernous-swiss-power-plant-undermined-by-renewable-energy-idUSKBN0GV0AQ20140831.
- CRA, Charles River Associates. Capacity Market Gaming and Consistency Assessment - Final Report. Londres, 2013.
- DECC, Department of Energy and Climate Change. Implementing Electricity Market Reform (EMR). Reino Unido, 2014. Disponível em: assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/324176/Implementing_Electricity_Market_Reform.pdf.
- DECC, Department of Energy and Climate Change. Capacity Market Parameters. Reino Unido, 2015. Disponível em: www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/468203/Capacity_Market_-_parameters_0810.pdf.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional. 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>.
- IEA, International Energy Agency. Data Tables - Data and Statistics. Disponível em: www.iea.org/data-and-statistics/data-tables?country=SWITLAND. Acessado em fevereiro de 2021.
- LCCC, Low Carbon Contracts Company. How does the CfD Work? 2021. Disponível em: <https://www.lowcarboncontracts.uk/index.php/how-does-the-cfd-work>.
- Maurer, L.; Barroso, L. Electricity Auctions: An Overview of Efficient Practices. The World Bank. Washington, 2011.
- MME, Ministério de Minas e Energia; EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia PDE 2029. 2020a. Disponível em: www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029.
- MME, Ministério de Minas e Energia; EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia PDE 2030. 2021.
- MME, Ministério de Minas e Energia; EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Plano Nacional de Energia PNE 2050. 2020b.

- New England ISO. Section III.13. Forward Capacity Market - Market Rule 1. Standard Market Design, 2020.
- Newell, S.; Hagerty, J. M.; Pfeifenberger, J.; Zhou, B.; Shorin, E.; Fitz, P.; Gang, S. H.; Daou, P. S.; Wroble, J. PJM Cost of New Entry Combustion Turbines and Combined-Cycle Plants with June 1, 2022 Online Date. The Brattle Group & Sargent & Lundy. April 19, 2018.
- New South Wales Government. Electricity Infrastructure Investment Act 2020 n° 44, 2020. Disponível em: www.legislation.nsw.gov.au/view/html/inforce/current/act-2020-044.
- New South Wales Government. Electricity Infrastructure Roadmap. 2021. Disponível em: energy.nsw.gov.au/government-and-regulation/electricity-infrastructure-roadmap.
- PJM. PJM Manual 18. PJM Capacity Market. Revision 47. PJM Capacity Market & Demand Response Operations, 2021.
- Power Magazine. European Pumped Storage Plants Are in Crisis. 2017. Disponível em: www.powermag.com/european-pumped-storage-plants-are-in-crisis/2017.
- REN, Redes Energéticas Nacionais. Dados Técnicos 2019. 2019. Disponível em: www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoTecnica/DadosTecnicos/Dados%20T%C3%A9cnicos%202019.pdf.
- Williams, G. Profiling the Capacity Market Debate. 2021. Disponível em: www.aemc.gov.au/news-centre/perspectives/economists-corner-profiling-capacity-market-debate.
- UE, União Europeia. Diretiva (UE) 2019/944. Regras Comuns para o Mercado Interno da Eletricidade, 2019. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=celex%3A32019L0944>.

Capítulo 8

Aspectos Regulatórios e Comerciais para a Contratação de Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Brasil

Roberto Brandão
Murilo de Miranda
Fabio Diuana
Bianca Castro.

Apesar de as usinas hidrelétricas reversíveis (UHRs) serem uma alternativa promissora para o país lidar com os desafios da mudança de paradigma do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), o Brasil ainda não possui um arcabouço regulatório que viabilize e incentive os investimentos neste tipo de tecnologia. Em linhas gerais, os Capítulos 6 e 7 comprovam os benefícios das UHRs para o sistema brasileiro, evidenciam o seu mérito econômico e investigam desenhos de mercados alternativos que viabilizariam financeiramente os investimentos nestas usinas.

Neste sentido, o Capítulo 7 avaliou a criação de um mercado de capacidade e a possibilidade de contratação a partir de contratos de longo prazo. Ambas as alternativas viabilizam financeiramente a contratação de UHRs, entretanto o mercado de capacidade gera *windfall profits* e não é apto a viabilizar todas as usinas escolhidas para fazerem parte do *mix* ótimo de geração obtido pela modelagem. Em contrapartida, o modelo de contratos de longo prazo se mostrou a opção mais econômica ao consumidor, tanto por ser capaz de realizar a expansão a mínimo custo como por evitar, se os leilões tiverem produtos bem formatados e forem competitivos, *windfall profits* para os geradores.

Destaca-se que o Brasil possui vasta uma experiência na contratação de energia a partir de leilões, o que favorece a aplicação do modelo de contratação de longo prazo para viabilizar as UHRs, desde que realizadas adaptações relativas ao produto negociado. Deste modo, o presente capítulo tem como objetivo identificar os principais aspectos que devem ser considerados em aprimoramentos regulató-

rios a serem realizados para viabilizar a atuação de agentes de armazenamento no SEB, como as UHRs, uma vez que estes proveem benefícios necessários ao setor, porém ainda não remunerados adequadamente pelo atual modelo comercial.

Neste intuito, o capítulo está estruturado em três seções, além desta introdução. A Seção 8.1 discorre a respeito dos mecanismos de contratação de longo prazo via leilões, incluindo uma revisão crítica sobre a experiência brasileira neste tipo de contratação. A Seção 8.2 examina as opções de leilões para as UHRs, com base nas discussões atuais e nas alterações em curso da regulação do SEB. Por fim, a Seção 8.3 apresenta algumas análises sobre os custos operacionais (especificamente, os custos de acesso ao sistema de transmissão e os custos pelo uso de recursos hídricos) a serem considerados no processo formulação dos modelos de contratação das UHRs.

8.1. Leilões para contratos de longo prazo no Brasil: Leilões de Energia Nova

Os leilões são processos de competição entre ofertantes pré-qualificados que visam realizar, com base em critérios financeiros, uma seleção dos fornecedores para os bens ou serviços a serem adquiridos. A execução de um leilão pressupõe a ação de um leiloeiro, que seja imparcial em relação aos agentes participantes, para buscar o preço de equilíbrio entre oferta e demanda do mercado, de forma a evitar ganhos extraordinários aos vendedores ou aos compradores. Para isso, devem ser definidas regras que regem a realização do leilão em termos de quando e como serão realizadas as ofertas, quais os procedimentos de avaliação para elencar o participante vencedor e qual o preço de referência para habilitar a participação de um agente (World Bank, 2011).

A teoria de leilões é conceitualmente robusta, já tendo sido desenvolvida e aplicada por anos em diversos países e a diferentes propósitos. Os leilões são instrumentos que permitem promover a competição entre os agentes em mercados regulados e liberalizados. Além disso, a aplicação dos leilões oferece flexibilidade de modelagem, transparência regulatória e eficiência na definição de preços (IRENA e CEM, 2015).

Em função de suas características, os leilões se tornaram instrumentos amplamente adotados para a contratação de energia elétrica em mercados com significativo nível de competitividade, como o SEB.

De fato, a aplicação deste instrumento, se bem formatado para a realidade em que se insere, possibilita conciliar a busca por modicidade de custos e segurança de suprimento. Além disso, os leilões são importantes em países em desenvolvimento, pois reduzem as incertezas mediante a possibilidade de contratação de longo prazo (Costa, 2020).

Entretanto, vale destacar que os modelos de leilões são diversos e devem ser adaptados ao contexto em que são aplicados (Klemperer, 2004). Por exemplo, os leilões podem ter o objetivo de contratação de curto, médio ou longo prazo, bem como de projetos novos ou existentes. Ademais, as regras podem delimitar o tipo de projeto habilitado a participar do certame e a forma de seleção dos projetos vencedores pode variar de acordo com os objetivos do leilão.

Existem quatro modelos básicos de leilões, quais sejam, (i) o leilão inglês, ou ascendente, no qual há um aumento sucessivo do valor do produto leiloadado; (ii) o leilão holandês ou reverso, no qual os concorrentes oferecem lances decrescentes; (iii) o leilão de primeiro preço com lance selado, no qual os competidores submetem um único lance e aquele com melhor valor (mais alto ou mais baixo, a depender do certame) vence; e (iv) o leilão de segundo preço com lance selado, similar ao leilão de primeiro preço, mas, neste caso, o vencedor paga ou recebe o valor do segundo melhor lance (Viana, 2018).

Para a expansão da geração no setor elétrico, são adotados os leilões reversos¹, a fim de minimizar os custos de aquisição da energia de novos projetos a um preço de equilíbrio ainda financeiramente atrativo para os ofertantes. A dinâmica deste tipo de leilão pressupõe a definição de um preço-teto, correspondente ao máximo que o comprador está disposto a pagar pela quantidade de energia demandada. Na sequência, os ofertantes revelam a quantidade de energia que dispõe a este preço. Como o preço-teto deve ser elevado o suficiente para atrair o interesse de ofertantes, a tendência é haver uma farta oferta de energia. Com isso, o leiloeiro realiza reduções sucessivas do preço até que a oferta disponibilizada seja equivalente à demanda estabelecida para o leilão.

Destaca-se que o mecanismo de leilões foi introduzido no SEB em um momento de necessidade de aquisição de energia e no qual praticamente toda esta energia era comercializada no ambiente regulado. Assim, as subseções a seguir descrevem o modelo implementado no

¹ Também conhecidos como decrescentes ou por menor preço.

Brasil e realizam uma análise crítica deste mecanismo com base nos resultados historicamente obtidos.

8.1.1. Leilões no Setor Elétrico Brasileiro

A atual rotina de leilões de energia no SEB teve início no ano de 2004, com a reestruturação do modelo setorial. O novo modelo instituiu dois ambientes de contratação de energia, o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Enquanto o ACL dispõe de contratos bilaterais negociados livremente para as transações de compra e venda de energia, o ACR foi estruturado para garantir a contratação no longo prazo, mediante a realização de leilões pelo menor preço, que visam assegurar o suprimento de energia ao mercado das distribuidoras e a modicidade tarifária.

Os leilões são realizados sob a alçada do Ministério de Minas e Energia (MME), o qual, a partir de estudos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), determina as diretrizes do certame em portarias, enquanto Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) elabora o edital de cada leilão, considerando as contribuições de audiências públicas. Por fim, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) realiza os certames para a contratação da energia.

O modelo brasileiro adota diferentes tipos de leilões, de acordo com o propósito de contratação. São eles:

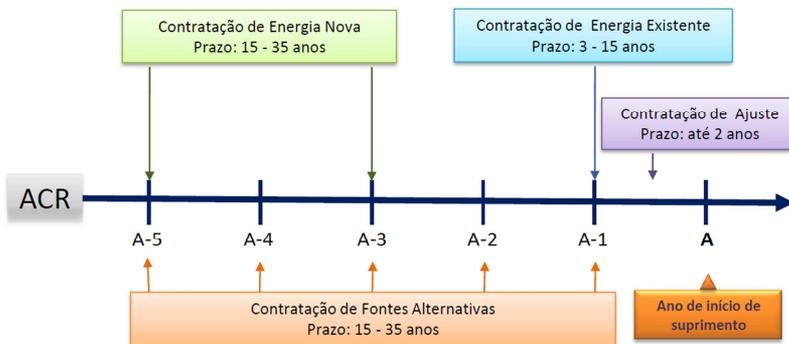
- **Leilão de Energia Nova (LEN):** destinados a novos empreendimentos de qualquer fonte ou tecnologia (CCEE, 2021);
- **Leilão Estruturante:** destinado à aquisição de empreendimentos estratégicos que possuam prioridade de licitação e implantação, tradicionalmente grandes usinas hidrelétricas (CCEE, 2021);
- **Leilão de Fontes Alternativas:** visam promover a contratação de energia de empreendimentos de fontes eólica, solar e biomassa ou de pequenas centrais hidroelétricas (CCEE, 2021);
- **Leilão de Energia Existente:** possibilitam a contratação de usinas já construídas operando com ociosidade e que tendem a ter baixos custos, por já estarem amortizadas (CCEE, 2021);
- **Leilão de Ajuste:** visam adequar a contratação de energia pelas distribuidoras, tratando eventuais desvios oriundos da diferença entre as previsões, realizadas pelas concessionárias em leilões anteriores, e o comportamento de seu mercado (CCEE, 2021); e

- Leilão de Energia de Reserva (LER):** visam elevar a segurança no fornecimento de energia elétrica mediante o atendimento à demanda por reserva de capacidade, cujos custos decorrentes são repartidos entre todos os usuários finais do sistema elétrico, incluindo consumidores livres e a vigência dos contratos deve ficar entre 15 e 35 anos (CCEE, 2021).

Além dos objetivos explicitados, os leilões são enquadrados segundo o prazo para início do fornecimento da energia contratada. Esta classificação define que os leilões podem anteceder de um a seis anos em relação ao momento previsto para a entrada em operação da usina contratada. De acordo com o prazo, os leilões são identificados como A-6, A-5, A-4, A-3, A-2, A-1 ou A-0.

Em geral, a classificação A-0 e A-1 são compatíveis com as modalidades de Leilões de Ajuste e LERs. Os LENs e Leilões Estruturantes, por sua vez, tendem a exigir maiores prazos para entrada em operação do empreendimento, como é o caso das usinas hidrelétricas convencionais (UHEs). Abaixo, a sintetiza a lógica de classificação temporal dos leilões no Brasil, assim como o tempo de vigência dos contratos firmados em cada tipo de certame.

Figura 1: Temporalidade dos leilões de energia no Brasil



Fonte: Tolmasquim (2011).

A EPE, vinculada ao MME, é responsável pela estruturação dos leilões mediante a definição dos cenários de crescimento da demanda de eletricidade. Apenas nos LERs, a estimativa da demanda de eletricidade é realizada pelo poder público, uma vez que o intuito é agregar ao sistema e prover segurança de abastecimento por meio de capacidade de reserva. Para o estabelecimento da demanda a ser contratada

nos demais leilões, as distribuidoras de energia enviam à EPE as suas estimativas da necessidade de energia para atender as projeções de seus mercados. Caso as distribuidoras realizem de forma eficiente a previsão de demanda para os leilões, elas poderão repassar o custo desta contratação para seus consumidores. Caso contrário, as concessionárias terão maiores custos por estarem sobrecontratadas ou por necessitarem buscar complementar o fornecimento via contratação de energia no Mercado de Curto Prazo.

Os instrumentos contratuais utilizados no ambiente regulado resultantes dos leilões são denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEARs) e podem ser elaborados de duas modalidades diferentes: por quantidade ou por disponibilidade. Os CCEARs por quantidade preveem o fornecimento de um montante fixo¹ de energia a um determinado preço, enquanto os CCEARs por disponibilidade estabelecem uma remuneração fixa ao agente gerador, independente do que for efetivamente gerado. Nos contratos por quantidade, os geradores assumem o risco associado à variabilidade da geração, devendo liquidar a diferença para a energia contratada no Mercado de Curto Prazo. Por sua vez, nos contratos por disponibilidade, as distribuidoras assumem o risco da variabilidade da geração e podem repassar o custo adicional para a tarifa paga pelos consumidores finais, no momento dos reajustes tarifários.

Observa-se que os contratos por disponibilidade objetivam garantir a segurança do sistema, por meio de uma remuneração capaz de cobrir todos os custos fixos de uma usina que esteja disponível mesmo em momentos de escassez de energia. Soma-se a esta receita um valor adicional por unidade de energia gerada (IAB, 2012). Estes contratos são tipicamente oferecidos a centrais de acionamento rápido e com a disponibilidade de recurso previsível, como as usinas termelétricas (UTES)². Esta modalidade de contratação pode, feitas as devidas adaptações, se mostrar interessante para as UHRs, ao contrário dos contratos por quantidade, que são inadequados para um tipo de usina que é consumidora líquida de energia.

A sistemática dos leilões para contratação por disponibilidade no Brasil ocorre segundo a lógica descrita para os leilões reversos. No

¹ A partir de 2015, com a repactuação do risco hidrológico dos geradores hídricos com contratos no ACR, parte ou todo este risco foi transferido, mediante um desconto no preço do contrato, aos consumidores regulados, alterando fundamentalmente a alocação de riscos dos contratos por quantidade.

² No Brasil, todas as usinas termelétricas são contratadas por disponibilidade.

entanto, o preço de lance não pode ser representado pelo custo unitário da energia, assim como na modalidade de contratação por quantidade, visto que o preço da energia dependerá do fator de utilização da usina. A fim de superar esta característica, utiliza-se o Índice Custo Benefício (ICB), o qual é baseado no método da razão incremental do custo pelo benefício. O ICB é calculado dividindo-se o valor esperado do custo total pela garantia física, considerando a quantidade de lotes ofertada. O valor esperado do custo total é obtido a partir da soma do custo fixo da usina, do valor esperado do custo de operação e do valor esperado do custo econômico de curto prazo (EPE, 2018).

Box 1: Metodologia de cálculo do ICB

O ICB é composto de quatro parâmetros, o custo fixo (CF), o valor esperado do custo de operação (COP), o valor esperado do custo econômico de curto prazo (CEC) e a garantia física (GF), e é obtido pela equação a seguir:

$$ICB = \frac{CF + COP + CEC}{GF}$$

A garantia física é a máxima quantidade de energia que pode ser produzida de forma sustentável, garantindo uma segurança de suprimento, e é calculada pela EPE considerando o custo variável unitário (CVU) da usina, a taxa de inflexibilidade, que dever ser inferior a 50% para térmicas (EPE, 2018), e a comprovação da disponibilidade de combustível.

Os custos fixos contemplam todos os gastos, pelo período de vigência do contrato, que independem do quanto a usina irá gerar, incluindo custos de conexão à rede (TUST e TUSD), custos fixos de operação e manutenção e, ainda, dispêndios associados a inflexibilidades, como os custos de contrato de combustíveis.

O valor esperado do custo de operação abrange, primordialmente, o CVU e o nível de inflexibilidade do despacho, declarados pelo empreendedor. O primeiro é calculado baseado no custo variável de operação e manutenção, enquanto o segundo depende dos contratos de aquisição de combustível. O valor final total depende da estimativa do Custo Marginal de Operação (CMO) do sistema no futuro, realizado no momento da contratação da usina, quando se calcula o despacho estimado do empreendimento.

O valor esperado do CEC é resultado das diferenças entre despacho da usina e sua garantia física, refletindo os ganhos ou as perdas, obtidos no Mercado de Curto Prazo a partir da simulação dos diversos cenários de CMO.

Tanto o CEC quanto o COP são estimados por meio da simulação do despacho mensal baseado no mínimo custo, através de simulações estocásticas que consideram diferentes cenários de afluições hidrológicas.

O ICB calculado é utilizado durante os leilões de energia, sendo ele o preço de lance ofertado pelos concorrentes (em R\$/MWh) por contratos por disponibilidade. Isso possibilita a comparação de diferentes empreendimentos ao fornecer uma estimativa do custo da energia durante o período de duração do contrato.

O processo de realização dos leilões inclui a inscrição no certame, a entrega de garantias financeiras para a proposta, o treinamento da sistemática, a sua simulação, a sua realização, além de diversas etapas burocráticas, como entrega e análise da documentação requerida para cadastramento e habilitação técnica junto à EPE, homologação e adjudicação do leilão, adesão à CCEE, entre outros que antecedem a assinatura do CCEAR entre compradores e vendedores.

A operacionalização do leilão de energia no Brasil é dividida em duas fases. Na primeira etapa, os empreendedores interessados disputam entre si os aproveitamentos hidrelétricos cadastrados na EPE (chamados empreendimento hidrelétrico caso 1) com potência superior a 50 MW, objetos de outorga de concessão, cuja energia é comercializada na modalidade quantidade.

Esta primeira fase é ainda dividida em três etapas, sendo elas etapa inicial, etapa contínua e etapa discriminatória. Na etapa inicial, os empreendedores submetem um lance para cada empreendimento hidrelétrico caso 1¹. Na etapa contínua, o empreendedor que ofertou o menor lance e os demais empreendedores que fizeram ofertas não superiores a 105% do menor lance submetem novos lances. Por fim, na etapa discriminatória, os empreendedores detentores do direito de participação dos empreendimentos hidrelétricos caso 1 submetem lance único associado à quantidade de lotes destinada ao ACR².

Na segunda fase do leilão, cada empreendedor com o seu projeto compete pelos contratos de comercialização de energia. Nesta etapa, participam tanto os empreendedores vencedores da primeira fase quanto os outros empreendedores interessados que cadastraram projetos de geração junto à EPE. Dentre estes projetos, podem haver UHs com potência menor do que 50 MW, bem como centrais térmicas, eólicas e fotovoltaicas.

Cada projeto disputa em sua modalidade e produto específico, ou seja, empreendimentos a serem contratados por disponibilidade competem entre eles no produto devido e o mesmo ocorre na modalidade quantidade. Os produtos podem designar a fonte e o modelo de contratação, por exemplo produto quantidade hidrelétrica ou produto disponibilidade termelétrica. O quanto de energia é contratado em

¹ O lance inicial deve ser menor ou igual ao preço de referência do empreendimento, que é o valor máximo definido.

² Normalmente, é estipulado um percentual mínimo que deve ser comercializado no ACR.

cada projeto varia por leilão, conforme a demanda e os critérios pré-estabelecidos.

A segunda fase também é subdividida em etapas. Na etapa inicial, os vendedores ofertam a quantidade de lotes e um lance único de preço¹ associado aos seus empreendimentos, de forma que cada empreendimento é classificado por ordem crescente de preço, considerando a capacidade remanescente do Sistema Interligado Nacional (SIN) para escoamento da geração, descontando os montantes contratados na primeira fase. Na etapa seguinte, os proponentes de venda classificados na etapa anterior submetem novos lances. Por fim, a etapa de ratificação é o momento em que os lotes marginais são apreciados para que se complete a quantidade demandada de cada produto.

A dinâmica dos Leilões de Energia de Reserva também segue os padrões descrito acima. Destaca-se que, nos LERs, os contratos firmados não são os Contratos de Energia de Reserva (CER), que também podem ser celebrados nas modalidades quantidade e disponibilidade. No CER, a CCEE representa os agentes de consumo, incluindo os participantes do mercado livre, de modo que os encargos de energia de reserva são pagos tanto pelo mercado regulado quanto pelo mercado livre.

8.1.2. Análise crítica dos leilões no Setor Elétrico Brasileiro

Apresentados a estrutura, os principais elementos e as dinâmicas que regem a aplicação de leilões de energia no Brasil, pode-se avaliar os resultados históricos e como estes vêm evoluindo de acordo com as mudanças no SEB.

O Leilão de Energia Nova, cujo primeiro ocorreu ao final de 2005, busca a contratação de novas fontes de geração para o setor elétrico, de modo a aumentar a oferta de energia no sistema, assim como a sua capacidade instalada. Desde então, houve a chamada para outros 29 LENs², com a contratação de mais de 30 GW médio de energia, a partir de mais de 800 empreendimentos (CCEE, 2021a). Do total de contratações nos LENs, 25% ocorreu via contratos de quantidade, enquanto que 75% via contratos por disponibilidade. A seguir, a Tabela 1 resu-

¹ O lance único que deve ser inferior ao preço inicial e ao preço de referência. No caso da contratação por disponibilidade, este preço é o ICB.

² Dos 30 LENs planejados, o nono e o décimo quarto não foram realizados.

me os montantes de energia contratados por tipo de tecnologia para os dois contratos possíveis (disponibilidade e quantidade).

Tabela 1: Total de energia contratado nos Leilões de Energia Nova, por tipo de contrato e tecnologia, de 2005 a abril de 2021, em MWmédio

Tecnologia	Quantidade	Disponibilidade
UHE	6.139,9	0,0
PCH/CGH	767,9	0,0
UTE	0,0	16.026,8
Eólica	616,4	4.015,4
Solar	80,6	398,7
Biomassa	0,0	1.503,6
N/A*	0,0	615,0
Total	7.604,8	22.559,5

* Empreendimento com fonte de geração não identificadas, possivelmente térmicas ou biomassa, mas sem indicativo de tecnologia ou combustível utilizado.

Fonte: Elaboração própria, a partir de CCEE (2021a).

Verifica-se uma grande quantidade de energia contratada proveniente de fontes térmicas, especialmente no período em que as fontes eólica e solar não tinham um custo tão atrativo quanto atualmente. Neste sentido, nota-se que quase 60% da energia térmica contratada ocorreu entre o primeiro e o sétimo leilão, realizados até 2008. Vale lembrar, também, que a energia contratada de cada empreendimento corresponde à sua garantia física e não à capacidade instalada. Alguns empreendimentos térmicos, como as usinas a gás natural e a carvão, tendem a vender uma quantidade de energia mais próxima de sua capacidade do que geradores eólicos, por exemplo.

Além dos LENs, os Leilões Estruturantes, os Leilões de Fontes Alternativas e os LERs também contratam energia adicionando capacidade ao sistema elétrico e, a seguir, são comentados os resultados obtidos em cada modalidade.

Ocorreram três Leilões Estruturantes, realizados para a contratação dos aproveitamentos hidrelétricos de Jirau, Santo Antônio e Belo Monte, a partir dos quais foram contratados 6.135 MWmédio de energia para as distribuidoras (CCEE, 2021a). No que diz respeito às fontes alternativas, três leilões também foram realizados, nos quais se contratou um total de 997 MWmédio de energia (CCEE, 2021a). A Tabela 2

mostra os números, por tecnologia, dos Leilões de Fontes Alternativas.

Tabela 2: Contratação via Leilão de Fontes Alternativas, por tecnologia, em 2007, 2010 e 2015, em MWmédio

Tecnologia	PCH/CGH	Eólica	Biomassa
Energia	94,1	695,9	207,2

Fonte: Elaboração própria, a partir de CCEE (2021a).

Com início em 2008, dez LERs já foram realizados, totalizando mais de 3.900 MWmédio de energia contratada (CCEE, 2021a). A Tabela 3 mostra os dados de quantidade de energia contratada para diferentes tecnologias.

Tabela 3: Contratação via Leilão de Energia de Reserva, por tecnologia, de 2008 até abril de 2021, em MWmédio

Tecnologia	PCH/CGH	UTE	Eólica	Solar	Biomassa	Total
Energia	95,4	0,0	2.446,4	678,9	698,8	3.919,5

Fonte: Elaboração própria, a partir de CCEE (2021a).

Os números apresentados acima demonstram o sucesso da contratação de energia através dos leilões de energia no Brasil, cuja soma de todos os tipos totalizou mais de 40 GWmédio de energia contratada, conforme consta na Tabela 4, abaixo.

Tabela 4: Total de energia contratada no Brasil via leilões, por tecnologia, entre 2005 e abril de 2021, em MWmédio

Tecnologia	UHE	PCH/CGH	UTE	Eólica	Solar	Biomassa	N/A*	Total
Total	12.274,9	957,4	16.026,8	7.774,1	1.158,2	2.409,6	615	41.216

*Empreendimento com fonte de geração não identificadas, possivelmente térmicas ou biomassa, mas sem indicativo de tecnologia ou combustível utilizado.

Fonte: Elaboração própria, a partir de CCEE (2021a).

Destaca-se que os leilões foram formatados possibilitando a competição entre empreendedores por diferentes projetos e, no caso de empreendimentos hidráulicos, a competição ocorre entre diferentes características técnicas e de custo. A crescente participação e penetração das fontes eólica e solar na matriz elétrica brasileira corroboram a adaptabilidade do desenho implementado. Além disso, a atuação do planejador, junto à regulação que autoriza o repasse de até 105% da

carga projetada pelas distribuidoras¹, evita que ocorra um desbalanço da relação entre oferta e demanda de energia.

Não obstante o sucesso, uma análise crítica permite depreender alguns problemas associados ao desenho de mercado dos leilões. Certas dificuldades são intrínsecas à teoria dos leilões, como os riscos por não cumprimento de prazos² e a necessidade de arcar com os custos de transação da realização do leilão, bem como a burocracia a ele atrelada (Costa, 2020). Além destes, há percalços decorrentes dos desafios para adaptar o mecanismo de leilões brasileiro às mudanças que vêm ocorrendo no setor elétrico com a ascensão de novas tecnologias e com a mudança no ambiente de mercado.

A tendência de migração dos consumidores para o ACL, dados os menores custos e a maior flexibilidade dos contratos neste ambiente, parece ser irreversível. Neste sentido, as Portarias do MME n° 514/2018 e n° 465/2019 reduziram o requisito de carga mínima para a atuação no ACL e estipulam que, a partir de 2019, haveria uma diminuição deste requisito em 500 kW, ao ano. Assim, em 2023, consumidores com carga igual ou superior a 500 kW, atendidos em qualquer tensão, poderão participar do ACL³. Além disso, a Portaria n° 465/2019 indica que estudos deverão ser realizados com o intuito de avaliar medidas regulatórias que permitam a abertura do mercado livre a consumidores com carga inferior a 500 kW.

Por fim, deve-se destacar que a implementação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) horário, a partir de janeiro de 2021, pode ser outro atrativo à migração de consumidores para o mercado livre. Esta medida possibilita a liquidação da energia consumida pelo agente de forma mais flexível, com um acompanhamento hora a hora, podendo vir associado a estratégias de mercado para minimizar o custo da compra de energia.

A Tabela 5 apresenta a evolução do consumo de energia, em MW médios, no ACR e no ACL, em dezembro de cada um dos anos. Percebe-se que o maior percentual de participação do ACL observado no histórico ocorreu em 2020, correspondendo a mais de 31,8% da demanda.

¹ Decreto n° 7.945/2013.

² Como ocorreu com as usinas térmicas contratadas em 2008 e 2012, nos 6° e 15° LEN, e as eólicas contratadas também no 15° LEN (Viana, 2018).

³ O valor mínimo original para atuação no ACL era de 3.000 kW de carga, conforme definido pela Lei n° 9.074/1995.

Tabela 5: Evolução do consumo de energia no Ambiente de Contratação Regulada e no Ambiente de Contratação Livre na última década

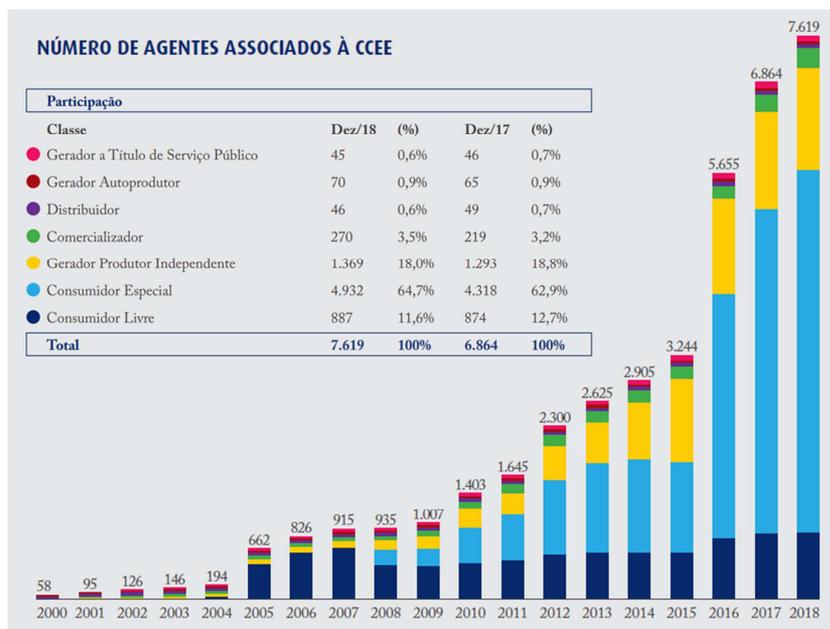
Ano	ACR (MWmédio)	ACL (MWmédio)	ACR (%)	ACL (%)
2009	40.305	12.469	76,4%	23,6%
2010	42.033	13.662	75,5%	24,5%
2011	42.857	14.233	75,1%	24,9%
2012	45.462	14.770	75,5%	24,5%
2013	45.846	15.300	75,0%	25,0%
2014	45.829	13.834	76,8%	23,2%
2015	48.403	13.242	78,5%	21,5%
2016	45.841	16.104	74,0%	26,0%
2017	45.080	18.198	71,2%	28,8%
2018	45.890	18.406	71,4%	28,6%
2019	45.877	18.761	71,0%	29,0%
2020	46.155	21.482	68,2%	31,8%

Fonte: Elaboração própria, a partir de CCEE (2021b).

Se a demanda no ACL vem crescendo nos últimos anos de forma gradual, a quantidade de agentes aderentes à CCEE, especialmente consumidores especiais¹, vem aumentando de forma bastante intensa. Em dezembro de 2020, 10.543 agentes eram associados à CCEE, sendo 7.556 consumidores especiais e 1.023 consumidores livres. Por outro lado, em 2018, a Câmara possuía 4.932 consumidores especiais associados e 887 consumidores livre associados. A Figura 2, abaixo, apresenta este grande crescimento de agentes nos últimos anos.

¹ A ANEEL define consumidor especial como o “consumidor livre ou o conjunto de consumidores livres reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, que tenha adquirido energia na forma estabelecida no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996”, o qual determina que este fornecimento deve ser realizado por meio de “empreendimentos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e aqueles com base em fontes solar, eólica e biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts)”.

Figura 2: Número de agentes, por classe, associados à CCEE, no período entre 2000 e 2018



Fonte: CCEE (2018).

Em anos recentes, os investimentos em novos projetos de geração fora da sistemática de leilões, com energia destinada ao mercado livre, tornaram-se uma tendência sólida. A economicidade dos investimentos destinados ao ACL é explicada, em parte, pelo crescimento e amadurecimento deste mercado, mas também pelo barateamento das energias eólica e solar em um contexto no qual recebem um duplo subsídio: desconto de 50% da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) para os geradores e desconto de 50% da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) para os consumidores livres que adquirem energia dos empreendimentos incentivados. Em 2014, o desconto médio total para fontes incentivadas era de R\$ 3.954,94/MW (Montalvão e Silva, 2015) e, em 2018, esses descontos totalizaram R\$ 3,4 bilhões (Brasil, 2019). Algumas estimativas indicaram que o impacto nos custos ou nas receitas das fontes eólica e solar pode variar entre 11% e 23% (Greener, 2021; Ruiz, 2020).

Contudo, estes subsídios foram eliminados pela Lei nº 14.120/2021 para empreendimentos que não obtivessem outorga em 12 meses da data de sua publicação, que ocorreu em 1º de março de 2021, e entras-

sem em operação comercial nos 48 meses seguintes. A partir da promulgação desta lei, criou-se uma verdadeira corrida de empreendedores para conseguir autorizações junto à ANEEL para seus projetos, garantindo, com isso, a possibilidade de usufruir da última janela de oportunidade para obter os referidos subsídios.

Segundo a ABRACEEL (2019), para o período 2019-2023, havia uma previsão de que 24% da expansão da geração do sistema elétrico seria viabilizada integralmente pelo ACL. Além disso, a parcela livre de empreendimentos participantes de leilões, mas comercializada no ACL, correspondia, segundo a mesma fonte, a mais 10% do parque gerador em construção. Deste modo, estimava-se que 34% da expansão no período seria destinada ao ACL.

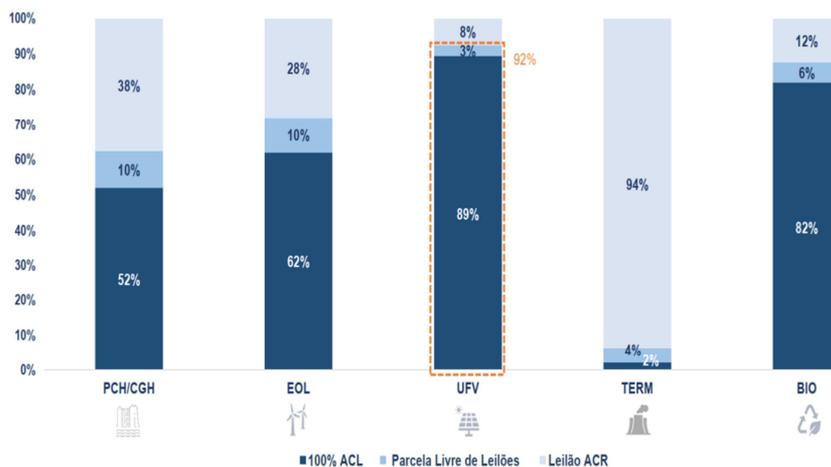
Em estudo mais recente, já após a aprovação do fim iminente dos subsídios a novos empreendimentos eólicos e solares, a ABRACEEL (2021) passou a indicar que, no horizonte 2021-2025, 66% da expansão será realizada via ACL, 6% via parcela livre e apenas 28% via leilões do ACR. Os principais elementos para este notável aumento da participação do ACL na expansão da geração são a crescente confiança no mercado livre observada nos últimos anos, a redução de custos das gerações eólica e solar, bem como a premência dos produtores independentes em iniciar projetos em tempo para ainda se beneficiarem dos subsídios no acesso à rede das fontes incentivadas.

Soma-se, aos fatores elencados, a incerteza por parte dos investidores de geração quanto ao volume de contratação de energia pelos leilões do mercado regulado. Esta incerteza é causada pela baixa previsão de contratação dos LENS, resultado tanto da estagnação econômica prolongada, como da migração de consumidores para o mercado livre, que reduziram a demanda das distribuidoras. Com isso, tem-se um cenário no qual o investidor em geração, sobretudo de geração eólica e solar, prefere não incorrer em custos para participar de leilões, nos quais a demanda é fraca devido à baixa necessidade de contratação das distribuidoras.

Apesar do fortalecimento do ACL ser um aspecto relevante para a liberalização do mercado, cria-se um desafio para o setor que historicamente foi pautado na contratação de energia sustentada pelo ACR. Notoriamente, o ACR ainda é o responsável por contratar fontes de maior custo que proporcionam outros benefícios ao sistema, como segurança, reserva e flexibilidade, além da oferta de energia que é contratada. As usinas térmicas se encaixam neste perfil e, por serem mais caras, quase não são contratadas no mercado livre. Neste senti-

do, mais de 90% da expansão térmica do próximo quadriênio está sendo realizada via leilões, conforme mostra a Figura 3.

Figura 3: Expansão da geração no Ambiente de Contratação Livre e no Ambiente de Contratação Regulada por fonte no horizonte 2021-2025 (não considerando UHEs)



Fonte: ABRACEEL (2021).

O alto custo das térmicas pode ser observado pela análise dos resultados dos LENs. Ao comparar o custo da energia contratada nestes leilões na modalidade disponibilidade, por diferentes fontes de geração (Tabela 6), nota-se que as usinas térmicas apresentam um maior ICB dentre as opções. A menor receita fixa da UTE em relação ao ICB ocorre por esta fonte apresentar uma maior parcela de CEC ou COP. Em comparação, as fontes eólicas e solar possuem a parcela de CEC ou COP igual a zero, enquanto que, na biomassa, verifica-se que a parcela CEC pode ser negativa e a parcela COP pode ser zero. Dito de outro modo, a receita fixa das térmicas por MWh, tomada isoladamente, não chega a ser elevada, entretanto tais usinas tendem a ser bem mais caras quando despachadas.

Tabela 6: Comparativo do ICB médio e da Receita Fixa Anual/MWh para diferentes fontes de geração contratadas por disponibilidade, nos Leilões de Energia Nova realizados entre 2005 e abril de 2021¹

Tecnologia	ICB Médio (R\$/MWh)	Receita Fixa Anual/MWh (R\$/MWh)	Variação percentual do ICB em relação à UTE	Variação percentual da Receita Fixa em relação à UTE
Eólica	152,99	152,99	-35%	14%
Solar	145,07	145,07	-39%	8%
UTE	236,07	134,37	0%	0%
Biomassa	228,07	235,39	-3%	75%

Fonte: Elaboração própria, a partir de CCEE (2021b).

Apesar do alto preço, as termelétricas foram a fonte de geração com mais energia vendida nos LENs, conforme destacado anteriormente na Tabela 1. Historicamente, estas usinas atuavam como *backup* para momentos de hidrologias fracas ou reservatórios vazios e não eram utilizadas para o atendimento de ponta, dada a grande capacidade instalada de hidrelétricas. Porém, em função da mudança de perfil da matriz, com menor participação de hidrelétricas, estagnação da energia armazenada em reservatórios e forte crescimento das fontes renováveis não controláveis, a expectativa é que as térmicas sejam crescentemente utilizadas para oferecer flexibilidade ao sistema.

Nos últimos leilões, o governo tem realizado a segregação da contratação de novos empreendimentos em diversos produtos, limitando a competição entre projetos de tecnologias distintas e garantindo uma expansão equilibrada da matriz de geração. Isso, na prática, implica na contratação de termelétricas mesmo com um custo mais elevado do que os projetos de geração eólica e solar.

A seguir, a Tabela 7 apresenta os valores de contratação por fonte na modalidade disponibilidade dos leilões realizados desde novembro de 2014, quando ocorreu o 20º LEN, o primeiro com a discriminação dos produtos. Nota-se que a diferença entre o valor de ICB das térmicas e das fontes eólica e solar é ainda maior do que o apresentado na Tabela 6, que inclui os valores de todo o histórico. A Figura 4 corrobora os dados apresentados na Tabela 7 ao mostrar que, nos leilões mais recentes, a diferença entre o preço da energia térmica

¹ Os valores apresentados na tabela foram ajustados pelo IGPM para a data de realização do LEN mais recente (outubro de 2019).

e das energias solar e eólica é superior ao observado nos 20º e 22º LENs.

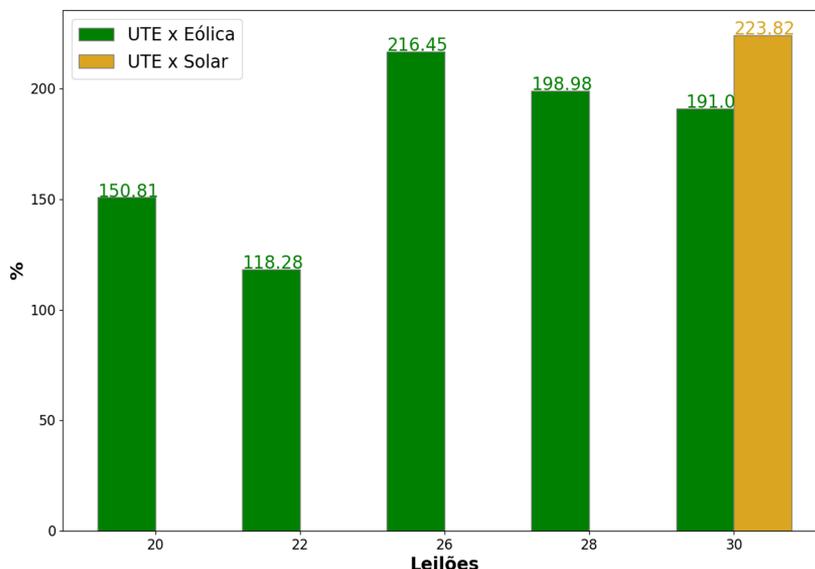
Tabela 7: Comparativo do ICB médio e da Receita Fixa Anual/MWh para diferentes fontes de geração contratadas por disponibilidade desde o 20º Leilão de Energia Nova, englobando o período entre novembro de 2014 e abril de 2021¹

Tecnologia	ICB Médio (R\$/MWh)	Receita Fixa Anual/MWh (R\$/MWh)	Variação percentual do ICB em relação à UTE	Variação percentual da Receita Fixa em relação à UTE
Eólica	157,82	157,82	-39%	-12%
Solar	145,07	145,07	-44%	-19%
UTE	258,17	179,32	0%	0%
Biomassa	262,39	233,66	2%	30%

Fonte: Elaboração própria, a partir de CCEE (2021b).

¹ Valores ajustados pelo IGPM para a data de realização do 30º LEN, em outubro de 2019, o mais recente realizado até abril de 2021.

Figura 4: Valor de contratação da energia proveniente de fontes térmicas em relação ao valor das fontes eólica e solar, por leilão¹



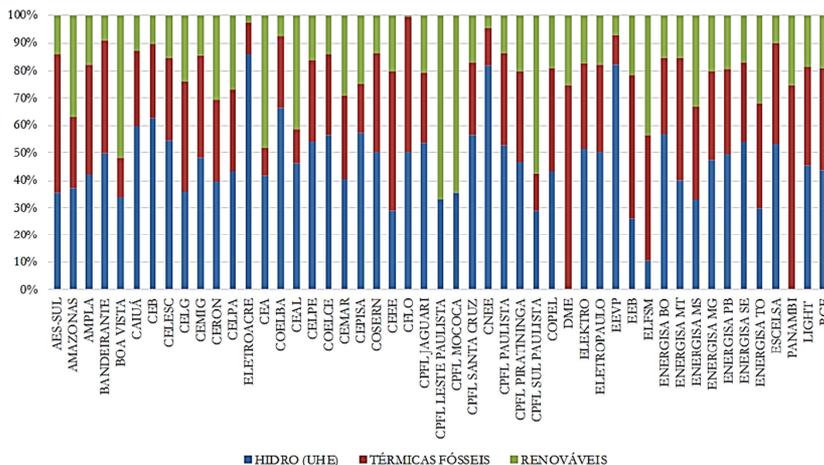
Fonte: Elaboração própria, a partir de CCEE (2021b).

Esta política tende a gerar uma assimetria na distribuição dos custos desses projetos, uma vez que o ACR tem sido utilizado para contratar térmicas capazes de garantir a operação segura do sistema como um todo, assumindo um custo elevado que não é compartilhado pelo ACL. Por outro lado, as distribuidoras declaram o montante de energia que precisam contratar em cada leilão, mas não têm gestão sobre o portfólio de tecnologias, bem como sobre os respectivos preços. Assim, nos leilões em que mais fontes térmicas fósseis são contratadas, as distribuidoras participantes destes certames arcam com maiores custos de energia do que se tivessem maior participação em outros leilões. A Figura 5 apresenta o *mix* de contratação por fontes de geração das distribuidoras no período entre 2005 e 2016.

¹ Apenas a partir do 20º LEN, quando se iniciou a discriminação do produto energia, por tipo de fonte. Foram considerados apenas leilões nos quais ocorreu a contratação de fonte térmica e eólica ou solar no mesmo certame.

Percebe-se uma grande variação no percentual de cada fonte entre as concessionárias.

Figura 5: Contratação percentual por fonte das distribuidoras em Leilões de Energia Nova, Leilões Estruturantes e Leilões de Fontes Alternativas, no período entre 2005 e 2016



Fonte: Viana (2018).

Por fim, destaca-se a importância de se definir produtos diferentes que estejam consoantes com as necessidades do sistema elétrico. Os leilões brasileiros tradicionalmente comercializam energia, mas esta está associada ao lastro de confiabilidade das garantias físicas. Com isso, tem-se em um só contrato para dois produtos, o que limita o acesso aos leilões para os projetos que podem oferecer ambos. Neste sentido, os projetos que aportem pouca ou nenhuma energia ao sistema, mas que forneçam outros serviços sistemicamente importantes, não tem como participar dos leilões de energia.

Ademais, este método de comercialização casada do lastro e da energia faz com que sempre haja, quando da entrada em operação de uma usina, um descasamento entre a energia gerada, continuamente variável, e a garantia física. Isto dá origem a um grande volume de transações de energia no Mercado de Curto Prazo da CCEE, o que é altamente indesejável, na medida em que são operações automáticas, sob as quais os agentes não têm gestão, podendo implicar em volumes financeiros expressivos em situações de preços elevados.

O modelo brasileiro de contratação de energia por leilões, que é tido como *benchmark* internacional para contratação competitiva de projetos de fontes renováveis, encontra-se frente a desafios advindos da mudança de paradigma do setor. Em sua fase atual, a tendência de crescimento do ACL não exime a necessidade de manutenção do ACR, que acaba arcando com todo o sobrecusto necessário para garantir a confiabilidade do sistema, aproveitada por ambos os mercados.

Assim, cabe ao processo de modernização do SEB ora em curso buscar alternativas que possibilitem a contratação de novas usinas capazes de prover confiabilidade para o sistema de forma atrativa ao investidor e com custos divididos por todos os consumidores. Também é importante introduzir modalidades de contratação que permitam a introdução do armazenamento, de modo a viabilizar o forte aumento de participação das fontes renováveis não controláveis na matriz de geração.

8.2. Opções de leilões para usinas hidrelétricas reversíveis

No Brasil, os aproveitamentos hidrelétricos pertencem à União e qualquer empreendimento com potência superior a 50 MW deve ser explorado através de concessão, mediante a realização prévia de um leilão. Nos leilões para novas UHEs, a União oferece o aproveitamento e as empresas disputam a concessão para explorá-lo, se comprometendo com pagamentos pelo uso do bem público ao longo do prazo da concessão. Com as UHRs, algo análogo deve ocorrer.

A partir de 2004, quando foi instituído o atual marco legal de comercialização de energia elétrica no atacado, a concessão de hidrelétricas ocorre através dos LENs, com a consequente assinatura de contratos de compra e venda de energia para o mercado regulado. Desta forma, o investidor pode comparar as perspectivas de receitas provenientes dos contratos em disputa com os custos estimados de implantação e operação do projeto ao qual está interessando em explorar.

Destaca-se que este modelo teve grande sucesso e todas as hidrelétricas construídas desde então foram objeto de Leilões de Energia Nova. Entretanto, o marco de comercialização de energia atual está desenhado para contatar empreendimentos que geram energia, não sendo adequado para contratar UHRs e outras modalidades de armazenamento.

No modelo comercial atual, todo o consumo deve estar lastreado na garantia física de um gerador. A garantia física é atribuída pelo MME para os empreendimentos de geração, mediante cálculo que utiliza uma metodologia oficialmente aprovada e que reparte a capacidade do sistema em gerar energia, de forma segura, entre as usinas hídricas e térmicas.

Observa-se que os agentes consumidores que não tenham o consumo lastreado em contratos que representem a garantia física de geradores estão sujeitos a pesadas penalidades na CCEE. A fim de evitar tais penalidades, estes agentes adquirem contratos lastreados em garantia física para cumprir suas obrigações de verificação de lastro junto à Câmara. Assim, uma perspectiva de aumento da demanda por energia elétrica dos agentes de consumo leva a uma maior demanda por garantia física e, como consequência, viabiliza a única forma de criar garantia física adicional: os investimentos em novos empreendimentos de geração.

Porém, a estagnação da capacidade instalada hídrica e a tendência a crescimento acelerado das gerações eólica e solar contribuem para quebrar a lógica subjacente ao modelo comercial atual de que a garantia física representa segurança de abastecimento em todos os seus aspectos. No SEB, até pouco tempo atrás, as fontes principais da expansão eram os projetos com geração controlável, notadamente as gerações hídrica e térmica.

Devido à incerteza acerca das afluências, as usinas hídricas sempre devem possuir uma capacidade instalada bem acima da geração esperada. Assim, esta fonte pode aproveitar momentos de grandes afluências para gerar mais, ao mesmo tempo em que contam com uma capacidade instalada extra para concentrar a geração na ponta em momentos de hidrologia normal ou fraca. No mesmo sentido, muitas térmicas, tendo em vista a baixa probabilidade de despacho, têm uma garantia física que também é apenas uma fração de sua potência disponível, fornecendo folga adicional de potência para o sistema.

Com este perfil do parque gerador, a confiabilidade de suprimento, isto é, a capacidade de adequar a geração à carga do sistema em tempo real, era garantida automaticamente através da contratação de projetos aptos a agregar energia ao sistema da maneira mais econômica. Isso tende a não mais acontecer no futuro, pois as fontes mais baratas de energia, a solar e a eólica, não são controláveis e precisam que existam recursos complementares capazes de garantir a confiabilidade do sistema.

A modernização do Setor Elétrico Brasileiro ora em curso deve levar à introdução, em um período próximo, da possibilidade de contratação de novos projetos remunerados pela confiabilidade que são capazes de agregar ao sistema, independente da geração de energia, a qual passaria a ser comercializada de modo independente. Destaca-se que esta nova dinâmica é essencial para a contratação de UHRs e de outras modalidades de armazenamento que proporcionam confiabilidade ao sistema, entre outros atributos, mas não são capazes de gerar energia.

Recentemente, a Lei nº 14.120/2021 criou as licitações para reserva de capacidade, que poderão ser formatadas para contratar empreendimentos que agreguem potência firme ao sistema, direcionando os custos da confiabilidade para todos os consumidores mediante encargo e não mais apenas para o mercado regulado, como no modelo anterior (Brasil, 2021). Trata-se de um passo importante para dotar o sistema brasileiro de recursos controláveis compatíveis com as necessidades de novas transformações na matriz de geração. O critério de seleção de projetos, ainda a ser definido, determinará quais tipos de projetos serão competitivos.

Embora este esquema de contratação possa ser adequado para viabilizar o armazenamento no nível do sistema de transmissão, inclusive através de UHRs, não é evidente que irá criar um critério de comparação transparente e neutro que confronte adequadamente os projetos com características diferentes em um leilão. Comparar projetos térmicos entre si já é um desafio, pois eles podem ter, além de custos variáveis de geração diferentes, características técnicas distintas, como, por exemplo, o tempo para a sincronização e a velocidade de rampa. Nota-se que considerar estas peculiaridades implica em ultrapassar, de alguma forma, a comparação pela capacidade instalada em si.

Um problema análogo também existe em uma comparação entre formas de armazenamento distintas. Mesmo entre UHRs, a captura do valor do armazenamento de longo prazo não é trivial. Usinas com grandes reservatórios normalmente exigem investimentos de maior montante para a mesma capacidade instalada, comparativamente às usinas com reservatórios para poucas horas. Além disso, caso uma usina com reservatório esteja conectada a cascatas com hidrelétricas existentes, há um benefício para a operação do sistema hídrico como um todo que não está restrito ao armazenamento local e pode ser difícil de capturar em uma comparação restrita à potência.

Neste sentido, o mercado de capacidade, apresentando no Capítulo 7, remunera apenas a potência firme e contrata empreendimentos em leilões abertos a projetos com características muito distintas. A lógica econômica é que se sagrarão vencedores nestes leilões os projetos que consigam cobrir todos os seus custos com a soma das receitas esperadas no mercado de capacidade, de energia e de serviços ancilares. Deste modo, este modelo comercial seleciona os projetos conforme a sua capacidade de gerar faturamento nos diversos produtos oferecidos. Além disso, demonstrou-se que, mesmo os projetos que são viáveis apenas com as receitas do mercado de energia, acabam obtendo *windfall profits* com o mercado de capacidade, de modo a aumentar o custo da energia para o consumidor, e os empreendimentos que fazem parte da expansão ao mínimo custo não se viabilizam com os mercados de capacidade e de energia, o que indica que, também por esta via, um mercado de capacidade pode aumentar o custo da energia para o consumidor.

Entretanto, cabe observar que o mecanismo de contratação de reserva de capacidade da Lei nº 14.120/2021 é mais “plástico” do que um mercado de capacidade no estilo norte-americano ou britânico, se aproximando mais da experiência brasileira de contratação de longo prazo de projetos de geração, com a importante diferença de que não se está mais a contratar apenas lastro de energia.

Como possíveis vantagens deste desenho, destaca-se, em primeiro lugar, que as regras dos leilões podem considerar outros atributos além da simples potência firme, por meio de regras a serem definidas na regulação de nível mais baixo ou no próprio edital do leilão. Em segundo lugar, nas licitações de reserva, são contratados, em princípio, apenas recursos complementares ao parque gerador existente, de modo que são apenas as usinas vencedoras do leilão que auferem receitas por capacidade e não mais todas as usinas detentoras de potência firme necessária para suprir o requisito total de confiabilidade do sistema, como é praticado nos mercados de capacidade.

Assim, o sucesso deste tipo de mecanismo depende da habilidade em elaborar regras de seleção de projetos que sejam aderentes às necessidades do sistema, econômicas para os consumidores e capazes de atrair concorrência à licitação.

8.3. Custos de operação de usinas hidrelétricas reversíveis

Nesta seção, propõe-se realizar uma análise detalhada dos custos operacionais modelados para as UHRs. Portanto, desenvolveram-se análises baseadas nos resultados do exercício de modelagem apresentado no Capítulo 6. O sistema ali modelado está configurado com base, principalmente, em dados do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2029, que incluem as informações de capacidade instalada, características técnicas dos geradores, capacidade de transmissão, nível de demanda e custos. No PDE 2029, os custos operacionais fixos e de encargos da UHR foram definidos, respectivamente, em R\$ 60,00/kW.ano e R\$ 250,00/kW.ano, totalizando R\$ 310,00/kW.ano (EPE, 2020).

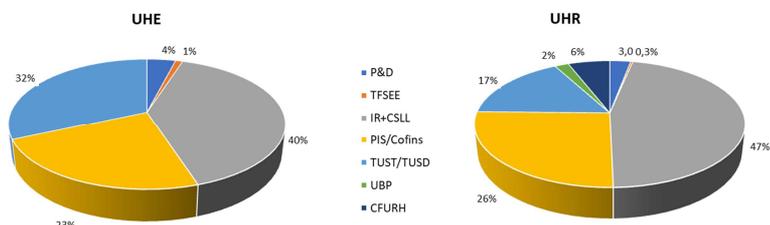
A decisão da utilização dos custos definidos pela EPE no PDE 2029 possibilita a comparação dos resultados obtidos com o documento oficial que norteia o planejamento energético nacional de médio prazo. Soma-se a isso, o fato de esse custo vir de uma fonte oficial e, por ser coerente com os outros custos utilizados, faz com que todo o sistema esteja com dados de uma mesma base.

Evidentemente, é natural que os custos de operação e manutenção de uma UHR se assemelhem aos custos de uma UHE, visto que ambos demandam procedimentos, estruturas e tecnologias similares, com aquele tipo de usina contando, ainda, com os elementos relacionados ao bombeamento.

No PDE 2029, a estimativa dos custos fixos das UHEs foi de R\$ 50,00/ kW.ano, enquanto que dos encargos foi de R\$ 400,00 a R\$ 600,00/kW.ano, com uma média de R\$ 500,00/kW.ano. Nota-se, então, que a diferença entre os custos fixos é pequena, entretanto se verifica uma diferença considerável entre os valores de encargos.

Não foi possível avaliar a justificativa para a distinção nos custos de encargos entre as duas tecnologias, pois os valores não foram discriminados por encargo no documento. No entanto, no ano seguinte, o PDE 2030 atualizou estes valores e os custos operacionais fixos para as UHRs e UHEs e apresentou, também, a discriminação dos custos com encargos. No documento atualizado, os custos fixo e de encargos das UHRs passaram a ser de R\$ 60,00/kW.ano e R\$ 300,00/kW.ano, respectivamente. Ademais, foi possível avaliar quais encargos estavam sendo considerados e o quanto eles representavam do valor total, cujo percentual das duas tecnologias é apresentado na Figura 6, abaixo.

Figura 6: Percentual de cada encargo em relação ao custo total do encargo para UHRs e UHEs, no PDE 2030



Fonte: Elaboração própria, a partir de EPE (2021).

Ao comparar os encargos considerados no PDE 2030, percebe-se que são mais incidentes sobre as UHEs do que sobre as UHRs. Os encargos comuns a ambas são apresentados a seguir:

- Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão e Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUST/TUSD), com uma participação de 32% do custo total de encargos das UHEs e de 17% das UHRs;
- Programa de Integração Social e Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (PIS/COFINS), que varia de 23% nas UHEs para 26% nas UHRs, em termos da participação no custo total de encargos;
- Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (IR/CSLL), que varia de 40% nas UHEs para 47% nas UHRs;
- Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), que corresponde a 1% do custo total de encargos das UHEs contra 0,3% no caso das UHRs; e
- Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D), que representa 4 % para as UHEs e 3% para as UHRs.

Em parte, a variação na participação dos encargos citados ocorre em função da ausência de incidência, ainda que sem justificativa aparente, nas UHRs, dos Encargos de Uso do Bem Público (UBP), correspondendo, em média¹, a 2% do total de encargos, e da Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos (CFURH), respondendo por 6% do total de encargos.

¹ O PDE 2030 considera diferentes percentuais de participação relativos aos encargos para UHEs de baixo, médio e grande porte.

Assumindo que o PDE 2029 utilizou uma premissa similar ao PDE 2030 para definir o valor dos encargos de cada geração, sem, contudo, discriminá-la, os valores utilizados no plano mais antigo devem ter, aproximadamente, as mesmas participações relativas daquelas observadas no documento de 2030. Assim, tendo em vista a estrutura de custos dos encargos considerada, duas abordagens seriam possíveis. A primeira consistiria em utilizar os dados horários individualizados por usinas dos modelos de curto prazo utilizados no Capítulo 6 para melhor estimar os encargos das UHRs e de outras centrais candidatas, tornando-os compatíveis com o perfil de operação projetado para cada empreendimento, bem como com os preços de energia e, eventualmente, capacidade, projetados. Embora tal abordagem possa ser um refinamento útil, ela tornaria as premissas de custo não comparáveis àquelas empregadas pela EPE, o que contraria as premissas do estudo.

Uma segunda abordagem, esta mais útil dentro do escopo do projeto atual, é discutir se, de fato, os encargos considerados são aplicáveis ou em que medida a regulação pode ser atualizada para ter uma melhor aderência ao papel que as UHRs desempenham no sistema hídrico e no sistema elétrico. Neste sentido, destacam-se o não pagamento do UBP, a não incidência de CFURH sobre as UHRs e a cobrança de TUST/TUSD, assim como os seus percentuais de participação no custo do encargo.

8.3.1. Análise da regulação do pagamento pelo Uso do Bem Público

No que diz respeito ao UBP, a Constituição Federal de 1988 estabelece que os potenciais de energia hidráulica são bens da União (artigo 20, VIII da CRFB 1988) e a esta compete explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão, os serviços e instalações de energia elétrica, assim como o aproveitamento energético dos cursos de água (artigo 21, XII, “b” da CRFB 1988). Para regulamentar estes dispositivos constitucionais, bem como o artigo 175 da Constituição Federal¹, foram promulgadas a Lei nº 8.987/1995 e a Lei nº

¹ “Art. 175. Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

Parágrafo único. A lei disporá sobre:

I - o regime das empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos, o caráter especial de seu contrato e de sua prorrogação, bem como as condições de caducidade, fiscalização e rescisão da concessão ou permissão;

II - os direitos dos usuários;

9.074/1995, foco desta análise, que estabelece normas para a outorga e as prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos.

O artigo 4º da Lei nº 9.074/1995 prevê que as concessões, permissões e autorizações da exploração de serviços e instalações de energia elétrica e de aproveitamento energético dos cursos de água serão contratadas, prorrogadas ou outorgadas nos termos desta lei, da Lei nº 8.987/1995 e de outras supervenientes sobre o tema. Ademais, o parágrafo primeiro deste artigo dispõe sobre a possibilidade, não imposição, destaca-se, de que estas contratações, outorgas e prorrogações sejam realizadas a título oneroso em favor da União, mediante o pagamento pelo UBP, conceituado como o valor anual pago a título de concessão da outorga de empreendimento.

Portanto, o artigo 4º, parágrafo primeiro da Lei nº 9.074/1995 traz a previsão legal quanto à cobrança pelo UBP para a exploração de empreendimentos de geração hidrelétrica, considerando que os potenciais de energia hidráulica são bens da União, conforme mencionado acima.

Em seguida, esta lei dispõe sobre quais outorgas serão realizadas mediante concessão ou autorização, conforme previsto em seus artigos 5º e 7º, transcritas abaixo aquelas relevantes para o nosso estudo.

“Art. 5º São objeto de concessão, mediante licitação:

I - o aproveitamento de potenciais hidráulicos e a implantação de usinas termoelétricas de potência superior a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) destinados a execução de serviço público;

II - o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) destinados a produção independente de energia elétrica;

(...)

Art. 7º São objeto de autorização:

(...)

II - o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e igual ou inferior a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) destinados a uso exclusivo do autoprodutor e a produção independente de energia.”

III - política tarifária;

IV - a obrigação de manter serviço adequado.”

Destaca-se que a concessão prevista pelo artigo 5º, II da lei, ou seja, referente ao aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 50.000 kW destinado à produção independente de energia elétrica, será realizada através de contrato de concessão de uso do bem público (artigo 13 da Lei nº 9.074/1995), com a consequente cobrança pelo uso de bem da União. Ademais, a autorização prevista pelo artigo 7º, II, quando superior a 30.000 kW, também deverá pagar pelo UBP, de acordo com o disposto no artigo 3º, II da Resolução Normativa ANEEL nº 921/2021¹.

Além destas hipóteses, há a previsão de pagamento de UBP (i) por usinas hidrelétricas de 5.000 kW a 50.000 kW prorrogadas nos termos do artigo 2º da Lei nº 12.783/2013, de acordo com a metodologia disposta na Resolução Normativa ANEEL nº 859/2019, por força do artigo 1º, parágrafo segundo, I do Decreto nº 9.158/2017, e (ii) em decorrência da alteração do regime de concessão de serviço público para produtor independente de usina hidrelétrica de 1.000 kW a 50.000 kW, conforme previsto no artigo 20, parágrafos terceiro e quinto da Lei nº 10.848/2004, observado o disposto na Resolução Normativa ANEEL nº 467/2011.

Entretanto, no caso de armazenadores de energia hidráulica ou de UHRs, por se tratarem de agentes novos e tecnologias ainda não difundidas no SEB, a legislação vigente é omissa quanto à sua forma de outorga ou cobrança pelo UBP em razão do aproveitamento de potenciais hidráulicos. Na verdade, como estas figuras ainda não estão previstas no arcabouço legal e regulatório brasileiro, inicialmente é necessário que seja estabelecida a sua definição em lei, bem como de seus parâmetros de enquadramento e forma de outorga, para posterior determinação de eventual incidência da cobrança pelo UBP. Deste modo, a cobrança pelo uso de bem público a estes empreendimentos será uma opção do legislador e, em caso de omissão, entende-se pela sua não incidência.

¹ “Art. 3º Constituem obrigações específicas do Autorizado para centrais geradoras hidrelétricas:
(...)
II - efetuar o pagamento pelo Uso do Bem Público – UBP decorrente da exploração de usinas hidrelétricas autorizadas não enquadradas como Pequena Central Hidrelétrica – PCH; e (...)”

8.3.2. *Análise da regulação da Contribuição para Uso dos Recursos Hídricos*

No Brasil, o modelo regulatório vigente é omissivo no que diz respeito às especificidades da remuneração pela operação de UHRs. Esta é uma tecnologia praticamente inexistente no SEB atualmente, mas que se assemelha em estrutura e recursos necessários às UHEs, velhas conhecidas do setor. No entanto, as UHRs tampouco podem ser consideradas tal qual uma UHE em todos os casos, uma vez que possuem uma lógica de operação diferente. Neste sentido, analisam-se, a seguir, os dispositivos constitucionais, legais e infralegais referentes à cobrança pelo uso de recursos hídricos e sua aplicação às UHRs, destacando-se que este elemento não foi considerado pela EPE no PDE 2030 para os encargos deste tipo de usina.

De acordo com o artigo 20, VIII da Constituição Federal de 1988, os potenciais de energia hidráulica são bens da União e, por isso, é assegurada a esta, aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios a participação no resultado da exploração de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica no respectivo território ou a compensação financeira por tal exploração, nos termos do parágrafo primeiro do dispositivo citado. Além disso, o artigo 21, XIX da Constituição Federal estabelece que compete à União instituir o sistema nacional de gerenciamento de recursos hídricos e definir os critérios de outorga de direitos de uso destes recursos.

Os mencionados dispositivos, porém, necessitam de regulamentação para serem implementados e eficazes. Neste sentido, foram publicadas a Lei nº 7.990/1989 e a Lei nº 9.433/1997, que tratam, respectivamente, da instituição da compensação financeira pelo resultado da exploração de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, dentre outras providências, e da instituição da Política Nacional de Recursos Hídricos, da criação do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, bem como regulamentam o inciso XIX do artigo 21 da Constituição Federal e altera o artigo 1º da Lei nº 8.001/1990, que modificou a Lei nº 7.990/1989.

Mesmo indo de encontro à anterioridade das normas, por apresentar uma abordagem no sentido de enquadrar as destinações de uso de recursos hídricos sujeitas à outorga pelo poder público, inicia-se com a análise da Lei nº 9.433/1997. O artigo 12 desta lei, transcrito abaixo, apresenta o rol de usos de recursos hídricos sujeitos à outorga pelo poder público, cujos objetivos deste regime são “assegurar o controle

quantitativo e qualitativo dos usos da água e o efetivo exercício dos direitos de acesso à água” (artigo 11 da Lei nº 9.433/1997).

“Art. 12. Estão sujeitos a outorga pelo Poder Público os direitos dos seguintes usos de recursos hídricos:

I - derivação ou captação de parcela da água existente em um corpo de água para consumo final, inclusive abastecimento público, ou insumo de processo produtivo;

II - extração de água de aquífero subterrâneo para consumo final ou insumo de processo produtivo;

III - lançamento em corpo de água de esgotos e demais resíduos líquidos ou gasosos, tratados ou não, com o fim de sua diluição, transporte ou disposição final;

IV - aproveitamento dos potenciais hidrelétricos;

V - outros usos que alterem o regime, a quantidade ou a qualidade da água existente em um corpo de água.”

[Grifo nosso].

Em seu artigo 20, a Lei nº 9.433/1997 estabelece que será realizada a cobrança pelo uso dos recursos hídricos sujeitos à outorga, dentre os quais se destaca o aproveitamento dos potenciais hidrelétricos, grifado acima. Como será apresentado adiante, entende-se que a construção e a operação das UHRs, apesar de suas particularidades, se enquadram nesta destinação dos recursos hídricos.

Nota-se que os objetivos da cobrança pelo uso dos recursos hídricos sujeitos à outorga, quais sejam, “reconhecer a água como bem econômico e dar ao usuário uma indicação de seu real valor; incentivar a racionalização do uso da água; e obter recursos financeiros para o financiamento dos programas e intervenções contemplados nos planos de recursos hídricos”, também estão previstos por esta norma legal (artigo 19 da Lei nº 9.433/1997). Ademais, a lei apresenta, em seu artigo 21, transcrito abaixo, os parâmetros que devem ser observados na fixação dos valores cobrados pelo uso dos recursos hídricos, todavia expressamente não os limita.

“Art. 21. Na fixação dos valores a serem cobrados pelo uso dos recursos hídricos devem ser observados, **dentre outros**:

I - nas derivações, captações e extrações de água, o volume retirado e seu regime de variação;

II - nos lançamentos de esgotos e demais resíduos líquidos ou gasosos, o volume lançado e seu regime de variação e as características físico-químicas, biológicas e de toxicidade do afluente.”

[Grifo nosso].

Assim, observa-se que a Lei nº 9.433/1997 cumpre o seu papel de regulamentar o inciso XIX do artigo 21 da Constituição Federal, uma vez que apresenta (i) quais são os recursos hídricos sujeitos à outorga, (ii) os objetivos do regime de outorga para utilização destes recursos, (iii) a previsão de cobrança pelo uso destes recursos, (iv) os objetivos desta cobrança e (v) os parâmetros a serem considerados para a fixação dos valores cobrados.

Passando à análise da compensação financeira pela exploração de recursos naturais públicos, a Lei nº 7.990/1989, já em seu artigo 1º, estabelece que o aproveitamento de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica ensejará compensação financeira aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, cujo valor, conforme previsto pelo artigo 3º, corresponderá a um fator percentual do valor da energia constante da fatura, excluídos os tributos e empréstimos compulsórios. Segundo o artigo 3º, parágrafo segundo da lei, a fixação da tarifa de referência para aplicação da compensação financeira era de competência do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), contudo esta atribuição foi herdada pela ANEEL, atual órgão regulador do setor elétrico e sucessor do DNAEE.

Neste sentido, de acordo com o Decreto nº 3.739/2001, que revoga os dispositivos referentes aos recursos hídricos do Decreto nº 1/1991, norma infralegal que regulamenta a Lei nº 7.990/1989, para fins de compensação financeira, o valor da energia gerada será obtido pelo produto da energia de origem hidráulica efetivamente verificada (em MWh), multiplicado pela Tarifa Atualizada de Referência (TAR), fixada anualmente pela ANEEL (artigo 1º do Decreto nº 3.739/2001). Ademais, os parágrafos primeiro e segundo do artigo 1º do decreto apresentam as regras gerais para fixação e cálculo da TAR.

Assim, segundo o decreto, a fixação da TAR pela ANEEL deve se basear nos preços de venda de energia elétrica destinada ao suprimento das concessionárias de distribuição, excluindo-se os tributos e empréstimos compulsórios, conforme já previsto pela Lei nº 7.990/1989, bem como os encargos setoriais vinculados à atividade de geração e os custos incorridos na transmissão de energia elétrica. Além disso, o cálculo da TAR deverá ser realizado pela ANEEL considerando o quociente entre o total despendido pelas concessionárias de distribuição, relativo à parcela de energia adquirida nos últimos doze meses, e a correspondente quantidade de energia.

Com o advento da Lei nº 9.648/1998, estabeleceu-se o valor da CFURH para exploração de potencial hidráulico, o qual passou a equivaler a 7% sobre o valor da energia elétrica produzida, conside-

rando a alteração realizada pela Lei nº 13.360/2016. Este valor é destinado a órgãos da administração direta da União e aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios afetados, onde se localizam as usinas hidrelétricas ou que tenham áreas invadidas por águas dos seus reservatórios (artigo 17 da Lei nº 9.648/1998).

Além disso, o parágrafo primeiro do artigo 17 prevê o percentual da compensação financeira que será distribuído entre os Estados, o Distrito Federal e os Municípios afetados e os órgãos da administração direta da União (6,25%), bem como aquele que será destinado ao Ministério do Meio Ambiente, para aplicação na implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos e do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos (0,75%). Destaca-se que, de acordo com o parágrafo segundo do artigo 17, a parcela destinada ao Ministério do Meio Ambiente constitui pagamento pelo uso de recursos hídricos, de que trata a Lei nº 9.433/1997, analisada acima.

Deste modo, verifica-se que a incidência da CFURH para geração de energia elétrica apresenta uma dupla função, recompensar os Estados, o Distrito Federal e os Municípios impactados e os órgãos da administração direta da União, além de remunerar esta pela utilização destes recursos para o aproveitamento de potenciais hidrelétricos. Portanto, via de regra, o aproveitamento de potenciais hidrelétricos para geração de energia enseja a obrigatoriedade, por parte do agente gerador detentor da outorga, de pagar pelo uso dos recursos hídricos.

O artigo 4º da Lei nº 7.990/1989, contudo, apresenta as hipóteses de isenção do pagamento de compensação financeira, quais sejam, a energia elétrica (i) gerada por usinas hidrelétricas com capacidade nominal igual ou inferior a 10.000 kW, (ii) gerada e consumida para uso privativo de autoprodutor, no montante correspondente ao seu consumo próprio, no processo de transformação industrial, sendo que, quando as instalações industriais estiverem em outro Estado, a compensação será devida àquele em que se localizarem as usinas hidrelétricas, e (iii) gerada e consumida para uso privativo de produtor, quando a instalação consumidora se localizar no Município afetado.

Com o advento da Lei nº 13.360/2016, que alterou a Lei nº 9.427/1996, foi estendida a isenção do pagamento de compensação financeira à energia elétrica gerada por usinas hidrelétricas que entraram em operação após a publicação daquela lei, com potência superior a 5.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW e cujo aproveitamento do potencial hidráulico é destinado à produção independente ou à autoprodução, desde que mantidas as características de pequenas

centrais hidrelétricas (artigo 26, parágrafo quarto da Lei nº 9.427/1996).

Após este breve enquadramento legal sobre a cobrança pelo uso de recursos hídricos e o pagamento de compensação financeira, analisa-se o caso específico referente a sua eventual aplicação às UHRs. Este tipo de usina é caracterizado por possuir um mecanismo de bombeamento de água, acionado conforme a vazão hidráulica, entre dois reservatórios, um superior e um inferior. Assim, as UHRs podem bombear água do reservatório inferior para o reservatório superior, acumulando-a neste para posterior geração de energia. Observa-se que, neste processo, há o consumo de energia elétrica para possibilitar o bombeamento da água, uma especificidade desta tecnologia. Ou seja, ao contrário das UHEs, as UHRs são consumidoras líquidas de energia, incorrendo, portanto, em custos por este consumo.

Nota-se, porém, que a operação das UHRs, apesar de suas particularidades sucintamente apresentadas acima, não difere da operação de uma UHE, aos olhos da legislação vigente, para fins de destinação de recursos hídricos, uma vez que, com o acionamento das turbinas para gerar energia elétrica, há o aproveitamento de potenciais hidrelétricos. Logo, a atividade de geração de energia elétrica por UHRs se enquadra na hipótese do artigo 12, IV da Lei nº 9.433/1997 e do artigo 1º da Lei nº 7.990/1989, salvo se o empreendimento apresentar as características que fazem jus à isenção prevista no artigo 4º da Lei nº 7.990/1989 ou no artigo 26, parágrafo quarto da Lei nº 9.427/1996, conforme analisado acima.

Deste modo, entende-se que, via de regra, incidirá a cobrança de compensação financeira à energia elétrica gerada pelas UHRs, nos valores e com as destinações previstos no artigo 17 da Lei nº 9.648/1998. Portanto, consideram-se necessárias alterações legais para que a energia elétrica gerada por estas usinas, sem as características que ensejam a isenção prevista na legislação vigente, seja isenta do pagamento de compensação financeira, bem como pelo uso de recursos hídricos com a finalidade de aproveitamento hidrelétrico, os quais, conforme recorrido, são arrecadados conjuntamente.

Alternativamente, também mediante alterações legais, poder-se-ia estabelecer uma base de cobrança da compensação financeira e pelo uso de recursos hídricos distinta para a energia elétrica gerada por UHRs, de modo que estas não sejam excessivamente oneradas, uma vez que já precisam arcar com os custos do consumo necessário para o bombeamento hídrico, ao contrário das UHEs.

Por fim, caso se opte pela inclusão da energia elétrica gerada por UHRs no rol de hipóteses de isenção de incidência do pagamento de compensação financeira ou, ainda, seja estabelecida uma base de cobrança alternativa para estes empreendimentos, deve-se avaliar os impactos financeiros ao poder público da aplicação do artigo 2º do Decreto nº 3.739/2001. Este dispositivo estabelece que *“nas usinas hidrelétricas beneficiadas por reservatórios de montante, o acréscimo de energia por eles propiciado será considerado como geração associada a estes reservatórios regularizadores”*. Assim, se o reservatório regularizador for de uma UHRs cuja energia é isenta do pagamento de compensação financeira ou possui descontos em sua cobrança, os eventuais Estados, Distrito Federal e Municípios afetados, bem como a União, detentora dos recursos hídricos, sofrerão uma perda de arrecadação que pode vir a se mostrar relevante.

Deste modo, entende-se imprescindível a discussão aprofundada sobre o tema entre a administração pública envolvida, a ANEEL e o Conselho Nacional de Recursos Hídricos, órgão competente para analisar propostas de alteração da legislação pertinente a recursos hídricos e para estabelecer critérios gerais para a cobrança do uso destes recursos, quando sujeitos à outorga, de acordo com o artigo 35, V e X da Lei nº 9.433/1997.

8.3.2.1. Estimativa simplificada dos custos de Contribuição para Uso dos Recursos Hídricos das usinas hidrelétricas reversíveis

A análise dos dispositivos legais relacionados ao pagamento pelo uso de recursos hídricos, com enfoque na sua incidência sobre as UHRs, indicou que, de acordo com a legislação vigente, não há procedência para a desoneração da cobrança deste encargo a tais usinas.

Assim, como este não foi o procedimento adotado no PDE 2030 (e, possivelmente, no PDE 2029), os custos extras devidos a essa cobrança serão calculados de forma simplificada, a fim de se obter o quanto poderiam vir a representar do total do custo de encargos considerados no presente estudo, que seguiu os valores adotados no PDE 2029. A principal simplificação realizada no cálculo a seguir é atribuir, a cada UHR, apenas a sua geração de fato, sem incorporar a aplicação do artigo 2º do Decreto nº 3.739/2001, segundo o qual se estabelece que o acréscimo de energia em função da regularização da cascata deve ser considerado como geração associada aos reservatórios regularizadores.

Conforme mencionado, o PDE 2029 definiu em R\$ 250,00/kW.ano o valor total dos encargos para as UHRs. Assumindo a participação relativa apresentada no PDE 2030 como orientação para a discriminação dos valores do PDE 2029, considera-se que a CFURH não foi englobada no total de encargos das UHRs. Contudo, este encargo foi considerado para as UHEs, correspondendo, em média, a 6% do valor do encargo dessas usinas. Aplicando o mesmo percentual às UHRs, tem-se que o valor de encargo destas passaria a ser de R\$ 265,95/kW.ano.

Para além desta análise, realizou-se também o cálculo do custo do encargo por CFURH, mediante os resultados obtidos a partir da modelagem apresentada no Capítulo 6, ou seja, da modelagem do despacho econômico de curto prazo realizada no *software* Plexos. A otimização do despacho no ano 2039 foi baseada nos resultados obtidos da expansão ótima a mínimo custo executada no módulo de expansão do Plexos e possui, em seu portfólio de geração, quatro UHRs, conforme exposto na Tabela 8, abaixo.

Tabela 8: Capacidade instalada e geração verificada das UHRs consideradas na otimização do despacho econômico de curto prazo

Usina	Capacidade instalada (GW)	Geração verificada (GWh)
UHR Coxilha Grande (Barra Grande)	2,1	15.19,57
UHR dos Patos (Segredo)	3,5	4.587,21
UHR Monte Horebe	4,2	8.423,10
UHR Serra do Lajeado III (Lajeado)	7,0	13.792,56

Fonte: Elaboração própria.

A apuração dos custos da CFURH considerou a legislação e os valores vigentes, assim como a geração verificada nos resultados da modelagem. Deste modo, foram utilizados os valores de geração da Tabela 8, a TAR de R\$ 76,00/MWh definida pela Resolução Homologatória da ANEEL nº 2.827/2020 (ANEEL, 2020) e os percentuais definidos no artigo 17 da Lei nº 9.648/1998, que indicam 6,25% do total para compensação financeira e 0,75% como cobrança pelo uso da água (Brasil, 1998).

A Tabela 9 apresenta os resultados do cômputo da CFURH para as UHRs participantes da modelagem do sistema elétrico de 2039. Os valores indicam que o percentual da CFURH em relação aos encargos

seria inferior ao considerado no PDE 2030 para as UHEs. Em média, o valor computado foi de 3,1%, enquanto que o PDE utilizou um valor médio de 6% para as UHEs. Em termos brutos, os valores de encargos do PDE 2030 para as UHEs variam entre R\$ 490,00 e R\$ 700,00/kW.ano, indicando um custo médio de CFURH variando entre R\$ 29,00 e R\$ 42,00/kW.ano.

Tabela 9: Valor calculado da Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídrico de cada UHRs considerada no exercício de modelagem

Usina	Compensação Financeira (CF) (R\$/kW.ano)	Uso do Recurso Hídrico (URH) (R\$/kW.ano)	CFURH (CF+URH) (R\$/kW.ano)	Valor do encargo (R\$/kW.ano)	% do CFURH em relação ao valor do encargo
UHR Coxilha Grande (Barra Grande)	3,44	0,41	3,85	253,85	1,5
UHR dos Patos (Segredo)	6,23	0,75	6,97	256,97	2,7
UHR Monte Horebe	9,53	1,14	10,67	260,67	4,1
UHR Serra do Lajeado III (Lajeado)	9,36	1,12	10,48	260,48	4,0
Média	7,14	0,86	7,99	257,99	3,1

Fonte: Elaboração própria.

A análise dos resultados expostos e da legislação vigente mostra que não considerar o encargo de CFURH para as UHRs não é aderente à compreensão do enquadramento desta tecnologia na regulação atual. Não obstante, a aplicação do valor percentual utilizado para UHEs no caso das UHRs pode acarretar em uma sobrevaloração da CFURH ao compará-la com os valores obtidos para a geração das UHRs consideradas na modelagem realizada. Dito isso, deve-se pesar que os efeitos de regularização e atribuição do encargo ao gerador regularizador não foram considerados nesta análise simplificada.

8.3.3. Análise da regulação econômica da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

Ainda no contexto de ausência de definições claras na regulação relacionadas às especificidades da remuneração pela operação de UHRs, analisa-se, a seguir, os aspectos técnico, econômico e regulatório associados à incidência de tarifas de uso da rede elétrica sobre sistemas de armazenamento. Vale destacar que os encargos relativos à TUST/TUSD possuem uma participação significativa, representando

17% do custo total de encargos das UHRs, segundo os dados do PDE 2030 destacados na Figura 6, acima.

No entanto, a falta de um enquadramento adequado acerca do papel dos sistemas de armazenamento indica que este valor pode estar subdimensionado caso haja uma dupla cobrança sobre o consumo e a geração. Ademais, estes encargos podem sequer ser devidos, caso se reconheça na legislação a contribuição que o armazenamento traz para aliviar a operação do sistema de transmissão, podendo inclusive permitir protelar ou substituir reforços de rede tradicionais.

Neste sentido, apesar dos aspectos físicos para o acesso ao sistema de transmissão de energia possuem as mesmas características aplicadas a uma UHE, as UHRs apresentam aspectos operacionais únicos de utilização da rede de transmissão, em função de sua atuação tanto na geração, como no consumo de carga do sistema. Esta característica, típica de sistemas de armazenamento, representa um novo desafio regulatório para a lógica de cobrança pelo uso dos serviços de transmissão.

Tipicamente, cada ponto de conexão com a rede é bem caracterizado quanto ao tipo de acesso, ou seja, se é para retirar ou para injetar carga no sistema de transmissão, a partir do qual a cobrança é estabelecida. Do lado do consumo, cada distribuidora, consumidor ou autoprodutor deve contratar um montante de uso da rede que reflita as máximas demandas a serem solicitadas junto ao sistema de transmissão ou de distribuição ao qual se conectam. Do lado da geração, por sua vez, o montante de uso da rede a ser contratado deve refletir a capacidade instalada da usina, descontados o consumo interno e as perdas. Para os sistemas de armazenamento, esta lógica de classificação se perde, pois o mesmo ponto de conexão ora atua como consumo, ora atua como geração.

Depreende-se, assim, que a regulação, caso aplicada da forma tradicional, incorrerá em uma dupla cobrança (por geração e por consumo) de uso dos sistemas de transmissão. Algo similar ocorre com as usinas à biomassa sucroalcooleira. Estas usinas geram somente durante certos períodos do ano, relacionado ao processamento da safra de cana, enquanto no restante dos meses são consumidoras de energia. Neste caso, é comum a celebração de dois Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST), um na modalidade geração e outro na modalidade consumo. Deste modo, o agente tem duas tarifas calculadas para pagamento do uso do sistema de transmissão, uma para geração (quando injeta energia na rede) e outra para consumo

(quando retira energia da rede), cada uma com requisitos próprios de acordo com a regulamentação em vigor.

Contudo, o caso das UHRs é mais complexo, uma vez que não podem ser caracterizadas como gerador ou consumidor comum. Um sistema de armazenamento gera e consome energia de forma muito mais flexível que uma usina à biomassa, podendo alternar o papel durante o mesmo dia, inclusive mais de uma vez. Assim, a falta de definições precisas sobre o papel dos sistemas de armazenamento, ou mesmo a falta de modernização da regulamentação, tende a criar barreiras para viabilizar economicamente esta tecnologia, apesar dos benefícios que elas podem trazer aos sistemas de transmissão. Portanto, é necessário avaliar a regulação econômica que rege a contratação dos serviços de transmissão em termos da formulação dos encargos incidentes a este tipo de empreendimento.

Os serviços de transmissão de energia elétrica constituem um caso de monopólio natural¹ e, por isso, tradicionalmente são um setor fortemente regulado, com o objetivo de garantir o funcionamento do mercado com preços justos e qualidade dos serviços adequada. No Brasil, a regulação do setor de transmissão de energia elétrica é atribuída à ANEEL e as relações contratuais entre usuários da rede e as companhias de transmissão são intermediadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Atualmente, a contratação dos serviços de rede de transmissão é prevista pela Resolução Normativa ANEEL nº 666/2015 e o Módulo 8 dos Procedimentos de Rede do ONS estabelece as diretrizes para a administração dos contratos e contabilização financeira destes serviços.

Em linhas gerais, o pagamento do uso do sistema de transmissão é realizado por meio da aplicação da TUST², que é aplicada sobre o Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST), definido para cada usuário da rede, seja ele gerador, distribuidor, consumidor livre, importador ou exportador de energia elétrica. No caso de unidades de

¹ Entende-se a situação de monopólio natural como aquela na qual uma empresa não pode operar a um nível eficiente de produção sem perder dinheiro, uma vez que os custos fixos são muito elevados e os custos marginais muito baixos (Varian, 2006).

² A TUST engloba a tarifa estabelecida pela ANEEL relativa ao uso das instalações da Rede Básica, na forma da Tarifa de Uso das Instalações de Transmissão da Rede Básica (TUST-RB), e a Tarifa de Uso das Instalações de Fronteira (TUST-FR), referente ao uso de instalações de fronteira com a Rede Básica. Para exportadores e importadores de energia, são calculadas tarifas específicas para remunerar a Rede Básica (TUST exp/imp) e, caso utilizem, para remunerar as instalações necessárias aos intercâmbios internacionais (TUII).

geração, a equação (1) mostra que o produto entre a TUST e o MUST calculado para estes agentes define o Encargo de Uso do Sistema de Transmissão (EUST) relativo à injeção de carga na rede.

$$EUST_g = TUST_g \times MUST_g \quad (1)$$

Onde:

- $EUST_g$ é o encargo mensal pelo uso dos sistemas de transmissão, em R\$;
- $TUST_g$ é a tarifa de uso do sistema de transmissão atribuída ao usuário de geração, em R\$/kW; e
- $MUST_g$ é o montante do uso contratado pelo usuário de geração, em kW.

Por sua vez, a equação (2) demonstra que o cálculo dos EUST de consumo de carga da rede segmenta o produto em uma parcela para o período de ponta e outra parcela para o período fora da ponta do perfil de demanda do sistema.

$$EUST_c = TUST_p \times MUST_p + TUST_{fp} \times MUST_{fp} \quad (2)$$

Onde:

- $EUST_c$ é o encargo mensal pelo uso dos sistemas de transmissão, em R\$;
- $TUST_p$ é a tarifa de uso dos sistemas de transmissão no horário de ponta, em R\$/kW;
- $TUST_{fp}$ é a tarifa de uso dos sistemas de transmissão fora do horário de ponta, em R\$/kW;
- $MUST_p$ é o montante do uso dos sistemas de transmissão no horário de ponta, em kW; e
- $MUST_{fp}$ é o montante do uso dos sistemas de transmissão fora do horário de ponta, em kW.

A soma entre os encargos dos segmentos de consumo e geração deve totalizar a arrecadação da Receita Anual Permitida (RAP), que remunera os serviços de transmissão. Observa-se que a ANEEL é responsável por estabelecer os valores da RAP e reajustá-los anualmente¹. A RAP é obtida, no caso de transmissoras que foram licitadas, como resultado do próprio leilão de transmissão e, no caso de transmissoras que tiveram seus contratos de concessão renovados,

¹ O período tarifário inicia em 1º de julho do ano de publicação das tarifas e termina em 30 de junho do ano subsequente.

como resultado do cálculo de remuneração sobre os custos de operação e manutenção, conforme estabelece a Lei nº 12.783/2013.

A composição da RAP inclui a remuneração dos ativos existentes ajustada por índices de inflação, a remuneração de novas obras autorizadas pela ANEEL e a remuneração dos serviços prestados pelo ONS, além de contar com uma parcela de ajuste para corrigir déficits ou superávits apurados nos encargos dos períodos tarifários anteriores¹.

Em consequência dos reajustes na RAP, anualmente são definidas novas tarifas para o acesso ao sistema de transmissão, que refletem o seu adequado rateio entre todos os usuários da rede. A forma de rateio é baseada nos MUST relativos a cada usuário. Além disso, as tarifas de uso atribuídas ao segmento de consumo ou de geração são diferentes em cada ponto de conexão com a rede.

A Resolução Normativa ANEEL nº 281/1999 definiu a Metodologia Nodal para o cálculo do rateio da RAP entre os usuários do sistema de transmissão, por meio de MUST solicitados à rede (ANEEL, 1999). As premissas para a escolha da Metodologia Nodal estabelecem a necessidade de um método de determinação das tarifas que reflita o custo de expansão de capacidade de transmissão em cada barra do sistema e produza a remuneração necessária para as concessionárias de transmissão. Com o intuito de atender a estas premissas, a Metodologia Nodal define a equação

(3) para determinar a tarifa, mediante a soma de duas parcelas em que cada uma endereça uma premissa do problema.

$$\pi_B = \sum_{L=1}^{\text{linhas}} \beta_{LB} * CUST_L * Carr_L + K \quad (3)$$

Onde:

- π_b é a tarifa nodal na barra B;
- β_{LB} é a matriz de sensibilidade da instalação L em relação à barra B²;

¹ Os MUST são determinados pelo maior valor entre o contratado e o verificado por medição de potência elétrica em cada ponto de conexão e horário de contratação. Com isso, as diferenças existentes entre os valores devem ser apuradas na avaliação da eficiência da contratação, para serem compensadas no reajuste das tarifas.

² A construção da matriz de sensibilidade deriva do modelo de fluxo de potência, linearizado com valores dependentes da escolha da barra de referência. Ela busca medir

- $CUST_L$ é o custo unitário da instalação L ¹;
- $Carr_L$ é o fator de carregamento da instalação L ²; e
- K é a Parcela Selo.

Esta metodologia segmenta o cálculo da TUST em duas parcelas: Locacional e Selo. A primeira parcela corresponde às tarifas nodais puras, cuja função é valorar o impacto que um usuário causa nos fluxos de potência dos elementos da transmissão da rede. Assim, devido ao ponto de acesso à rede incorrer em impactos diversos na operação do sistema, a Parcela Locacional calcula os fatores de sensibilidade que dependem da topologia da rede, das cargas e das gerações. Com isso, esta parcela fornece valores em razão da localização na rede onde a carga estaria sendo injetada ou consumida, de modo a permitir a definição de tarifas distintas por barra do sistema, para identificar o melhor ponto de entrada na rede.

como se distribui o fluxo de potência para injetar ou extrair uma unidade marginal de energia no sistema. O cálculo é expressado por:

$$\beta_{LB} = \frac{dF_L}{dl_B}$$

Onde:

β_{LB} é o fluxo incremental resultante na instalação L , devido ao incremento da demanda ou da geração na barra B ;

F_L é o fluxo de potência na instalação L ; e

l_B é a potência injetada ou retirada na barra B .

¹ Utilizam-se custos unitários para cada elemento do sistema, a partir do Banco de Preços de Referência da ANEEL e dos valores de capacidade de transporte padronizados por nível de tensão.

² Fator que pondera o carregamento do circuito de acordo com a quantidade de energia transportada sobre a capacidade da instalação.

Entretanto, este cálculo tende a indicar valores que não recuperam a despesa total da transmissão, ou seja, não necessariamente remuneram a RAP. Destaca-se que a condição em que a tarifa nodal garante a receita completa da RAP ocorre apenas quando os elementos de transmissão estão carregados nos seus limites. Dado que a regulamentação estabelece que o serviço de transmissão de energia deve ser remunerado pela disponibilização dos equipamentos da rede, a insuficiência da Parcela Locacional precisa ser complementada. Por conta disso, é necessária uma parcela adicional, denominada Parcela de Ajuste ou Selo, cujo objetivo é garantir a recuperação da RAP, sendo calculada conforme a equação (4).

$$K = \frac{\Delta RAP}{MUST} \quad (4)$$

Onde:

- K é a Parcela Selo, em R\$/kW mês;
- ΔRAP é a diferença entre a RAP e a receita recuperada pela Parcela Locacional, em R\$; e
- $MUST$ é o montante contratado dos usuários (geração ou consumo), em kW mês.

Atualmente, a Resolução Normativa ANEEL n° 559/2013 estabelece o procedimento de cálculo da TUST (ANEEL, 2013). Basicamente, o cálculo inicia com a simulação do Programa Nodal, que utiliza, como dados de entrada, a configuração da rede, representada por suas linhas de transmissão, subestações, geração e carga, e a RAP total a ser arrecadada no ciclo. Posteriormente, as diferenças identificadas entre a RAP e a Parcela Locacional serão divididas entre todos os usuários da rede para compor a Parcela Selo.

A Parcela Locacional pode ser positiva ou negativa, enquanto a Parcela Selo é sempre positiva. Deste modo, dependendo da magnitude da Parcela Selo, existe a possibilidade de a tarifa final resultar em um valor negativo. Este resultado indicaria que, ao invés do gerador/carga pagar uma tarifa, ele poderia receber pelo serviço prestado ao sistema, em função do seu impacto na rede calculado pela Metodologia Nodal. No entanto, caso isso ocorra, a regulamentação não permite tarifas menores do que zero¹ e, por isso, o montante negativo é redistribuído entre os demais pagamentos positivos na Parcela Selo.

¹ Art. 2º, VI da Resolução Normativa ANEEL n° 559/2013.

Vale ressaltar que a Metodologia Nodal não utiliza o despacho real, mas sim um despacho proporcional, no qual o despacho de cada usina é calculado proporcionalmente à sua potência disponível. As condições do cálculo ocorrem de forma que a soma dos despachos atenda à demanda e às perdas da rede. Com isso, busca-se configurar uma condição em que a rede esteja carregada conforme o equilíbrio entre as injeções e as extrações de energia no sistema. A partir disso, calcula-se o efeito de uma carga/geração marginal neste sistema.

Em razão desta condição da rede, uma carga/geração marginal tende a estressar ainda mais o sistema. Desta forma, a condição criada pelo despacho proporcional minimiza a ocorrência de situações em que a carga/geração possa estar beneficiando a rede e, por conseguinte, o fenômeno de tarifas negativas tende a não ser identificado no cálculo da Parcela Locacional.

8.3.3.1. Sistemas de armazenamento e a Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão

Apresentada a teoria e a regulação que regem a definição do valor do pagamento da TUST, pode-se avaliar em que contexto se encaixariam os sistemas de armazenamento dentro da metodologia e do arcabouço regulatório vigentes. Contudo, não há, no sistema elétrico atual, um paralelo possível a ser realizado, pois nenhum dos agentes geradores ou consumidores apresentam as características de um sistema de armazenamento. O caso mais similar é o das usinas térmicas à biomassa, que podem pagar TUST tanto pela geração, quanto pelo consumo, tendo um CUST para cada situação. Estas usinas possuem um padrão de atuação que obedece a uma tendência sazonal, na qual a geração ocorre no período da produção/colheita (período seco) e o consumo de energia durante o período úmido.

Os sistemas de armazenamento, no entanto, apresentam uma flexibilidade muito maior, oferecendo uma dinâmica de troca entre atuar gerando ou consumindo que não pode ser associada a um período sazonal. Assim, a inserção de tecnologias de armazenamento na metodologia de cálculo locacional torna-se um desafio.

As características técnicas e operativas de sistemas de armazenamento, como as UHRs, devem ser consideradas com vistas a mensurar, de maneira correta, seus montantes de uso do sistema e os

impactos na rede de transmissão¹. Observa-se que o armazenamento gera energia quando a rede necessita de carga e consome energia quando há excesso de carga no sistema. Deste modo, o efeito marginal de uma unidade de armazenamento na rede nunca irá operar no sentido de estressar o sistema, o que se contrapõe à lógica preconizada na aplicação da Metodologia Nodal vigente, no que diz respeito ao cálculo da Parcela Locacional da TUST.

Portanto, identifica-se uma lacuna na regulação atual para incorporar a modernização advinda dos sistemas de armazenamento. A compreensão de que o agente de armazenamento constitui um elemento de características únicas na operação da rede permite, inclusive, ampliar a discussão para a necessidade de um tratamento distinto em relação às atuais regras concebidas para elementos de geração ou de consumo. Neste sentido, as condições especiais desta tecnologia exigirão a criação de regras e procedimentos para conexão às redes e, possivelmente, de tarifas específicas aplicáveis para este novo agente ou, ainda, uma revisão da metodologia atual, de modo a possibilitar a captura dos aspectos de flexibilidade do armazenamento.

Com a entrada de tecnologias de armazenamento no sistema, a ocorrência de Parcelas Locacionais negativas na TUST poderia ser intensificada, haja vista os descongestionamentos da rede que estes elementos podem proporcionar. Este aspecto poderia ser explorado por empreendimentos de armazenamento para compensar a barreira relativa à dupla cobrança da TUST mencionada anteriormente. Entretanto, entende-se que uma modificação nas regras para favorecer os sistemas de armazenamento certamente implicará na reivindicação de outros geradores/cargas com efeitos similares, que podem estar mascarados pela utilização do despacho proporcional na Metodologia Nodal.

Por outro lado, a introdução do armazenamento no sistema de transmissão pode levar a uma discussão mais ampla, que vai além da cobrança pelo acesso à rede, uma vez que esta tecnologia pode desempenhar uma função na operação e ser utilizada, também, como reforços na rede. Deste modo, o armazenamento pode ser introduzido

¹ Recentemente, a ANEEL realizou a Tomada de Subsídios nº 11/2020 para obter a participação da sociedade, com a finalidade de elaborar propostas de adequações regulatórias necessárias à inserção de sistemas de armazenamento no Setor Elétrico Brasileiro.

e operado para evitar sobrecargas em determinados trechos da rede, desempenhando, assim, um papel estratégico nos sistemas de transmissão ou de distribuição. Neste cenário, os sistemas de armazenamento funcionam como alternativas a reforços convencionais na rede, desempenhando funções análogas, por exemplo, aos bancos de capacitores em subestações do sistema.

Seguindo esta linha de raciocínio, os sistemas de armazenamento poderiam ser enquadrados como um ativo de reforço na rede e, enquanto tal, fariam jus a receber RAP ao invés de pagar TUST. Sob esta ótica há uma inversão de lógica, a partir da qual o armazenamento deveria ser remunerado pelos usuários da rede e não pagar ele mesmo pelo acesso à rede.

Neste sentido, a Resolução Normativa ANEEL nº 443/2011 define reforços na rede como a instalação, a substituição ou a reforma de equipamentos em instalações de transmissão existentes, ou a adequação destas instalações, visando o aumento de capacidade de transmissão, o aumento de confiabilidade do SIN ou a conexão de usuários (ANEEL, 2011). Os reforços a serem realizados na rede de transmissão devem seguir o Plano de Ampliações e Reforços, elaborado pelo ONS e enviado ao MME, e o Plano de Modernização de Instalações, também elaborado pelo ONS, mas enviado à ANEEL. Em seguida o MME consolida as sugestões do ONS com os estudos da EPE, a fim de deliberar quais projetos serão desenvolvidos, enquanto a ANEEL deverá autorizá-los para que as correspondentes concessionárias de transmissão os realizem, mediante o estabelecimento prévio de receita pelo reajuste da RAP.

Observa-se que os investimentos em reforços autorizados pela ANEEL fazem jus a um acréscimo de RAP, calculado de forma a proporcionar ao transmissor o retorno sobre o capital investido no reforço. Seguindo esta lógica, a adição de um sistema de armazenamento, associado a uma subestação ou a uma rede de transmissão, deveria ser remunerado, tal qual qualquer outro reforço na rede. Por isso, a discussão da regulação para sistemas de armazenamento deve ser ampliada, no sentido de avaliar se esses agentes deveriam, de fato, pagar TUST ou receber RAP, em certos casos e sob determinadas condições.

Diversos estudos destacam o potencial que o armazenamento através de baterias possui para reduzir a sobrecarga do sistema de transmissão, adiando ou mesmo evitando a construção de novas linhas de transmissão (Marnell, 2019; Sandia National Laboratories, 2013; IRENA, 2020; Massuco, 2021). No Brasil, Cavalheiro (2019) reali-

zou um estudo de caso para inserção de baterias no litoral do estado de São Paulo, região identificada como exposta a situações de sobrecargas. Os resultados indicam que a adição de baterias asseguraria o atendimento satisfatório na região no curto/médio-prazo, o que permitiria postergar a necessidade de investimentos no sistema de transmissão e proporcionar tempo hábil para que os órgãos responsáveis viabilizem uma solução estrutural.

O Capítulo 6 do presente livro, em seu Anexo I, também apresentou um estudo, análogo ao realizado por Cavalheiro (2019), no qual uma UHR é instalada como alternativa a reforços de transmissão no SIN. Basicamente, buscou-se avaliar a utilização de uma UHR conectada eletricamente à Interligação Norte-Sul para armazenar o excesso de geração não controlável das Regiões Norte e Nordeste, de modo a permitir a postergação do investimento no novo elo de corrente contínua, previsto pelo PDE 2029 para conectar estas Regiões com o subsistema Sudeste.

Todos os resultados simulados mostraram que seria possível operar o SIN com a presença da UHR com pequenos reforços locais no sistema de transmissão, dispensando ou protelando a construção do novo elo de corrente contínua. Ao incluir a UHR no sistema, foi possível articular a geração das fontes renováveis através do mecanismo de armazenamento de energia, reduzindo os fluxos de potência em momentos de maior geração de energia.

Do ponto de vista econômico, a implantação da UHR também se mostra vantajosa, devido ao alto valor da construção do novo elo de corrente contínua, o que, conforme demonstrado no Anexo I do Capítulo 6, é mais dispendioso do que a soma dos valores estimados necessários para a construção da UHR e dos reforços na rede que seriam necessários.

Tais resultados indicam a capacidade de as UHRs serem aproveitadas e planejadas como recurso para postergação dos possíveis gastos no sistema de transmissão, como a construção do novo elo de corrente contínua mencionado. Embora a UHR permita postergar a construção deste elo, seria necessário um reforço da Interligação Norte-Sul (porção ao norte da subestação de Miracema), para comportar a nova usina, o que, todavia, apresenta um valor pequeno se comparado aos investimentos associados à proposta da EPE.

Por fim, destaca-se que o armazenador não é um gerador, afinal tem consumo líquido. Tampouco é um consumidor, pois injeta energia na rede em grandes volumes. Este agente também não é uma simples soma de um gerador com um consumidor, pois atua na rede

sempre no sentido de reduzir o seu carregamento, injetando energia em momentos em que é escassa e retirando energia apenas quando esta é abundante. O armazenador pode otimizar os investimentos em rede, contudo não pode, pela legislação vigente, ser caracterizado como um transmissor, uma vez que estes não são agentes da CCEE e, portanto, não comercializam energia. O armazenador, conforme contextualizado, necessariamente retira e injeta energia da rede e, deste modo, deve ter débitos e créditos no Mercado de Curto Prazo da CCEE.

Desta forma, o pleno reconhecimento dos benefícios de sistemas de armazenamento, incluindo as UHRs, para os sistemas de transmissão provavelmente envolve uma mudança no desenho dos atores do setor elétrico, com o reconhecimento de um novo papel, o de agente de armazenamento. Isso envolve, também, a revisão do modelo previsto para a cobrança pelo acesso à rede transmissão. Entende-se que a metodologia vigente não apenas impede a justa remuneração pelo papel do armazenamento na rede, como pode inviabilizar esses empreendimentos com uma dupla cobrança pelo uso do sistema, o que os penalizariam por uma característica intrínseca a eles e que seria utilizada em benefício do SEB.

8.4. Considerações sobre os aspectos regulatório e comercial para a contratação de usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil

Dentre os diversos aspectos a serem considerados na modernização do setor elétrico brasileiro ora em curso, a regulamentação da figura do agente de armazenamento deveria ser considerada. Haja vista os benefícios associados à atuação deste prestador de serviço para lidar com os desafios do setor, o arcabouço regulatório deve tornar financeiramente atrativa a construção e operação deste tipo de empreendimento. Nesse contexto, destaca-se que a Lei 14.120 de 2021 criou as licitações para reserva de capacidade que poderão ser formatadas para contratar empreendimentos que agreguem potência firme ao sistema, direcionando os custos da confiabilidade para todos os consumidores mediante encargo e não mais apenas para o mercado regulado como no modelo anterior.

É importante salientar que, seja qual for o mecanismo adotado para viabilizar UHRs, o sucesso depende da habilidade em elaborar regras de seleção de projetos que sejam aderentes às necessidades do sistema, econômicas para os consumidores e capazes de atrair concor-

rência à licitação. Para isso, é preciso um correto dimensionamento dos custos e benefícios associados aos projetos candidatos.

Considerando todos esses aspectos fica evidente a necessidade da alteração do arcabouço regulatório vigente, tanto na contratação, quanto na cobrança de encargos. Tais alterações são fundamentais para que se possa valorar de forma justa os serviços associados aos sistemas de armazenamento no sistema elétrico, remunerando-os de forma adequada e tornando-os atrativos para investidores.

Referências Bibliográficas

- ABRACEEL, Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia. Estudo de Expansão da Oferta para o Mercado Livre. 2019.
- ABRACEEL, Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia. Estudo de Expansão da Oferta para o Mercado Livre. 2021.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 281. 1999. Disponível em:
<https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=96656>.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 443. 2011. Disponível em:
<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2011443.pdf>.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 559. 2013. Disponível em:
<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2013559.pdf>.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 666. 2015. Disponível em:
<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015666.pdf>.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Homologatória nº 2.827. 2020. Disponível em:
https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-homologatoria-n-2.828-de-15-de-dezembro-de-2020-*-296159565#:~:text=Objeto%3A%20Estabelece%20os%20valores%20das,para%20o%20ano%20de%202021.
- BRASIL. Constituição da República Federativa do Brasil de 1988. Disponível em:
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao.htm.
- BRASIL. Lei nº 7.990. 1989. Disponível em:
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l7990.htm.

- BRASIL. Lei nº 8.001. 1990. Disponível em:
<https://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/1990/lei-8001-13-marco-1990-372557-normaatualizada-pl.pdf>.
- BRASIL. Decreto nº 1. 1991. Disponível em:
https://www.normasbrasil.com.br/norma/decreto-1-1991_51344.html.
- BRASIL. Lei nº 9.074. 1995. Disponível em:
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9074cons.htm.
- BRASIL. Lei nº 9.427. 1996. Disponível em:
<https://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/1996/lei-9427-26-dezembro-1996-366792-normaatualizada-pl.html>.
- BRASIL. Lei nº 9.433. 1997. Disponível em:
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9433.htm
- BRASIL. Lei nº 9.648. 1998. Disponível em:
<https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/LEI19989648.PDF/c805a6b1-6b4e-4f4a-a019-041f56aad808?version=1.0>.
- BRASIL. Decreto nº 3.739. 2001. Disponível em:
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/2001/D3739.htm.
- BRASIL. Decreto nº 7.945. 2013. Disponível em:
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2013/Decreto/D7945.htm.
- BRASIL. Lei nº 12.783. 2013a. Disponível em:
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2013/Lei/L12783.htm.
- BRASIL. Lei nº 13.360. 2016. Disponível em:
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2016/lei/L13360.htm.
- BRASIL. Boletim Mensal sobre os Subsídios da União - Conta de Desenvolvimento Energético: Subsídios Públicos ou Cruzados? Edição 7, 2019. Ministério da Economia. Disponível em:
<https://www.gov.br/economia/pt-br/aceso-a-informacao/participacao-social/conselhos-e-orgaos-colegiados/cmap/publicacoes/subsidios-da-uniao/boletim/07-boletim-mensal-sobre-os-subsidios-da-uniao-counta-de-desenvolvimento-energetico/view>.
- BRASIL. Medida Provisória nº 998. 2020. Disponível em:
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2019-2022/2020/Mpv/mpv998.htm.

- BRASIL. Lei nº 14.120. 2021. Disponível em:
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/Lei/L14120.htm.
- Cavalheiro, M. R.; Nakashima, V.; de Oliveira, M. N.; Rendon, E. C.; Candelas, R. A. L. Estudo de Caso: Instalação de Baterias no Litoral do Estado de São Paulo. XXV SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2019.
- CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. 20 Anos do Mercado Brasileiro de Energia Elétrica. Edição CCEE, 2018.
- CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Tipos de Leilões. 2021. Disponível em:
https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/tipos_leiloes_n_logado?_afLoop=8476060404931&_adf.ctrl-state=1a3xxels8i_34#!%40%40%3F_afLoop%3D8476060404931%26_adf.ctrl-state%3D1a3xxels8i_38.
- CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Leilões. 2021a. Disponível em:
https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/leiloes?_afLoop=8472071909927&_adf.ctrl-state=1a3xxels8i_1#!%40%40%3F_afLoop%3D8472071909927%26_adf.ctrl-state%3D1a3xxels8i_5.
- CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Informações ao mercado - InfoMercado Mensal. 2021b. Disponível em:
https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?_afLoop=8954043631808&_adf.ctrl-state=1a3xxels8i_47#!%40%40%3F_afLoop%3D8954043631808%26_adf.ctrl-state%3D1a3xxels8i_51.
- Costa, L. C. A. Análise Comparativa dos Leilões de Energias Renováveis na América Latina: Argentina, Brasil, Chile e México. Dissertação M.Sc. PPE. Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2020.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Índice Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Termelétrica. Nº EPE-DEE-RE-038/2018-r0. 2018.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética; MME, Ministério de Minas e Energia. Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. 2020.

- EPE, Empresa de Pesquisa Energética; MME, Ministério de Minas e Energia. Estudos para a Licitação da Expansão Da Transmissão - Consolidação das Análises e Pareceres Técnicos. Programa de Expansão da Transmissão (PET) / Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP) Ciclo 2020 - 1º Semestre. Nº EPE-DEE-RE-031/2020-rev0. 2020a.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética; MME, Ministério de Minas e Energia. Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. 2021.
- Greener. Impacto do fim do desconto na TUST/D para empreendimentos fotovoltaicos. 2021. Disponível em:
https://www.greener.com.br/greener_artigos/impacto-do-fim-do-desconto-na-tust-d-para-empresendimentos-fotovoltaicos/.
- IAB, Instituto Acende Brasil. Leilões no Setor Elétrico Brasileiro: Análises e Recomendações. White paper 7, São Paulo, p. 52, 2012.
- IRENA, International Renewable Energy Agency; CEM, Clean Energy Ministerial. Renewable Energy Auctions: A Guide to Design. Abu Dhabi, 2015.
- IRENA, International Renewable Energy Agency. Virtual power lines. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2020.
- Klemperer, P. Auctions: Theory and Practice. Princeton University Press, 2004.
- Marnell, K.; Manasseh, O.; BASS, R. Transmission-Scale Battery Energy Storage Systems: A Systematic Literature Review. *Energies*, 2019.
- Massuco, S.; Pongiglione, P.; Silvestro, F.; Paolone, M.; Sossan, F. Siting and Sizing of Energy Storage Systems: Towards a Unified Approach for Transmission and Distribution System Operators for Reserve Provision and Grid Support. *Electric Power Systems Research* 190, 2021.
- MME, Ministério de Minas e Energia. Portaria nº 514. 2018. Disponível em:
https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/portarias/2018/portaria_n_514-2018.pdf.
- MME, Ministério de Minas e Energia. Portaria nº 465. 2019. Disponível em:
https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/portarias/2019/portaria_n_465-2019.pdf.

- Montalvão, E.; Silva, R. M. Descontos na TUST e na TUSD para Fontes Incentivadas: Uma avaliação. Texto para Discussão 165, 2015.
- Ruiz, E. T. Fim do desconto na TUST beneficiará a fonte eólica no médio prazo. Cenários Eólica. 2020. Disponível em: <https://cenarioeolica.editorabrasilenergia.com.br/2020/10/29/fim-do-desconto-na-tust-beneficiara-a-fonte-eolica-no-medio-prazo/>.
- Sandia National Laboratories. Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA. SAND 2013-5131, DOE/EPRI 2013.
- Tolmasquim, M. T. Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro. 1 ed, Synergia Editora. Rio de Janeiro. 2011.
- Varian, H. R. Microeconomia - Princípios Básicos - 7ªed. Editora Campus/ Elsevier. Rio de Janeiro, 2006.
- Viana, A. G. Leilões como Mecanismo Alcativo para um Novo Desenho de Mercado no Brasil. Tese de Doutorado. Escola Politécnica, USP, São Paulo, SP, Brasil, 2018.
- World Bank. Electricity Auctions. An Overview of Efficient Practices. The International Bank for Reconstruction and Development, The World Bank. Washington DC, 2011.