

Grupo de Estudo de Geração Hidráulica-GGH

Barreiras Históricas e Novas Perspectivas para o Desenvolvimento e Implantação de Usinas Reversíveis no Sistema Interligado Nacional

**RAFAEL ACEDO LOPES(1); PROF. DR. PAULO S. FRANCO BARBOSA(2); DR. MANUEL N. FERREIRA GONÇALVES(1);
VH(1); UNICAMP(2);**

RESUMO

Durante décadas, observou-se um aumento da produção de energia de fontes intermitentes no Sistema Elétrico Brasileiro (SEB). Por outro lado, os Planos Decenais de Expansão de Energia indicam um crescimento inexpressivo da energia armazenada no SIN. A expansão das renováveis demandará uma capacidade mínima de armazenamento. Tais condições devem ser estudadas no planejamento do SEB.

Neste trabalho são abordadas as alternativas para a implantação de usinas hidrelétricas reversíveis, considerando os potenciais benefícios relacionados à instalação sistemas de acumulação de energia, otimizando o fluxo de energia entre os subsistemas do SIN e suportando a expansão econômica de uma matriz elétrica limpa.

PALAVRAS-CHAVE

Usinas Hidrelétricas Reversíveis, Matriz Elétrica Limpa, Inserção de Renováveis no SIN, Capacidade de Atendimento da Ponta, Intercâmbio de Energia.

1.0 - INTRODUÇÃO

O aumento progressivo da produção de energia proveniente de fontes renováveis intermitentes na matriz elétrica brasileira, em especial no subsistema Nordeste, ficou muito evidente na última década. Concomitantemente, os Planos Decenais de Expansão de Energia elaborados pela Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE) indicam um crescimento muito modesto da Energia Armazenada Máxima (EA máxima) no Sistema Interligado Nacional (SIN). Considerando que a expansão consistente das fontes renováveis intermitentes eólica e fotovoltaica demandará uma capacidade mínima de armazenamento de energia do sistema elétrico, tais condições devem ser cuidadosamente avaliadas pelos órgãos de planejamento energético do setor elétrico brasileiro.

As Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) se inserem dentro desse contexto de desafios do setor elétrico brasileiro. Atualmente, o armazenamento de energia através de UHR é a tecnologia predominantemente estabelecida, representando aproximadamente 99% da capacidade de acumulação mundial de energia elétrica (cerca de 150 GW).

Na parte inicial deste trabalho são analisados os fatores que inibiram o desenvolvimento de UHR no Brasil. Um breve histórico com os estudos relacionados à instalação de usinas reversíveis desenvolvidos pela Eletrobrás nas décadas de 70 e 80 é apresentado, versando sob os aspectos técnicos e econômicos, assim como as diretrizes governamentais relacionadas ao tema. São ainda analisadas as condições de países onde ocorreu

esta mesma modificação da matriz energética, e o que foi feito em termos de implantação de usinas reversíveis como fonte de armazenamento de energia. Esta análise demonstra claramente a urgência para discussão e encaminhamento deste tema em nosso país.

Na segunda parte do artigo são tratadas novas perspectivas para o desenvolvimento de UHR no Brasil. Neste tópico são abordadas as alternativas para a implantação de usinas hidrelétricas reversíveis, bem como os potenciais benefícios relacionados à instalação de um sistema de acumulação de energia nos subsistemas Sudeste e Nordeste (balanço energético nos horários de ponta e base). Neste caso, as UHR auxiliariam na regularização da produção de energia renovável intermitente reduzindo substancialmente o fluxo de energia entre os subsistemas do Sistema Interligado Nacional.

2.0 - GERAÇÃO HIDRELÉTRICA E O DESENVOLVIMENTO DE USINAS REVERSÍVEIS NO BRASIL

2.1 Primeiras Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) no Brasil

No final da década de 30, a Voith Hydro forneceu as primeiras máquinas hidráulicas reversíveis, ou seja, a mesma máquina hidráulica realizando a função de turbina ou de bomba. Até aquela data, as usinas hidrelétricas reversíveis sempre utilizavam duas máquinas hidráulicas independentes (uma turbina e uma bomba) acopladas aos eixos do moto gerador (ou eixo do motor e eixo do gerador). As UHR no Brasil são apresentadas na Tabela 1.

Um importante exemplo é o sistema Billings. Idealizado com o objetivo de maximizar a geração de energia, ele reverte o fluxo dos rios Tietê e Pinheiros através das estações elevatórias da UHR de Traição e da UHR de Pedreiras para os reservatórios do Rio das Pedras e Billings. Posteriormente, o volume de água recalado é utilizado na geração hidrelétrica na Usina Hidrelétrica de Henry Borden.

TABELA 1 - Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Brasil (CANALES et al, 2015)

Nome da Usina	Ano de Inauguração	Máquina Hidráulica	Potência Modo Turbina (MW)	Potência Modo Bomba (MW)	Altura de Queda (m.c.a.)
Pedreira	1939	6 Francis reversíveis	78,5	42,6	25
Traição	1940	4 Kaplan reversíveis	7,3	9,4	4
Vigário	1952	4 Francis reversíveis	90,8	72,0	36
Edgard de Souza	1955	1 Francis reversível	14,8	13,3	25

Do ponto de vista energético, o sistema Billings consome energia nas estações elevatórias para elevar a água em aproximadamente 30 m e posteriormente as turbinas Pelton da UHE Henry Borden gera 25 vezes mais energia do que a requerida no bombeamento. Em 1992, por questões ambientais, o bombeamento contínuo das águas do rio Pinheiros para a represa Billings foi proibido, reduzindo em aproximadamente 75% a geração da UHE Henry Borden.

2.2 Desenvolvimento do SEB e as barreiras para as UHR

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) foi desenvolvido contemplando uma ampla base hidrelétrica. Até o início do milênio, a fonte hidrelétrica representava mais de 80% da capacidade instalada e fornecia cerca de 90% da energia elétrica consumida no território nacional. Em meados de 2018, esta fonte representou 60% da capacidade instalada total de 158 GW (ONS, 2019) e forneceu dois terços da energia consumida. O potencial hidrelétrico brasileiro remanescente é estimado em 100 GW, do qual aprox. 2/3 está localizado na região amazônica. Os autores apresentarão como as UHR poderão auxiliar no desenvolvimento desta fonte.

As usinas hidrelétricas provêm, com baixo custo, os serviços ancilares essenciais para a estabilidade do SEB e para a qualidade do fornecimento. Adicionalmente, os reservatórios das usinas hidrelétricas de acumulação, construídos nas décadas de 60 a 80, permitem a regularização das vazões afluentes e o fornecimento de capacidade para atendimento à demanda de ponta, bem como, o uso múltiplo da água (consumo humano, irrigação, controle de cheias, navegação e outros).

Isto posto, o modelo econômico estabelecido para o SEB foi essencialmente fundamentado na contratação de “Garantia Física”. Assim como, o parâmetro econômico [R\$/MWh] tem sido a métrica basilar para ponderar a competitividade das diferentes fontes energéticas. Cabe salientar que a avaliação do parâmetro [R\$/MWh] para as alternativas de cada uma das fontes não contempla adequadamente os efeitos técnico-econômicos causados no SEB.

Em consonância com o modelo econômico, as ferramentas computacionais e os modelos matemáticos utilizados no planejamento da expansão e operação foram desenvolvidos para simular o balanço energético em uma base mensal. Esta modelagem foi útil para avaliar o planejamento do SEB com base hidráulica. No entanto, não retrata de forma detalhada a evolução dinâmica e mais complexa da nova matriz elétrica brasileira com a participação das fontes intermitentes. Nos último Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), a EPE reconhece que se faz necessário o refinamento do modelo, com simulações horária ou sub-horária. Cabe enfatizar que a modelo atual não avalia adequadamente os benefícios proporcionados pelas fontes que fornecem capacidade de potência, mas que não agregam energia ao SEB, tais como, as UHR ou termelétricas de partida rápida.

Como consequência da falta de atratividade decorrentes do modelo regulatório brasileiro e dos modelos computacionais de planejamento ora estabelecidos, verifica-se a ausência de estudos para a avaliação da viabilidade técnica, econômica e ambiental de Aproveitamentos Hidrelétricos Reversíveis.

Visando restabelecer o ambiente para o desenvolvimento de estudos atualizados e uma possível inserção das UHR no SIN, a EPE publicou a Nota Técnica NT-006/2019-r0. A EPE esclarece que os estudos de inventário têm como objetivo a identificação de locais favoráveis para a instalação de UHR, caracterizando os projetos quanto ao potencial de energia armazenada e respectivos equipamentos e obras associadas. Posteriormente, as instalações de acumulação serão pré-dimensionadas e avaliadas considerando os aspectos técnicos, legais, ambientais e econômicos. Oportunamente, a principal referência “Instruções para Estudos de Viabilidade de Usinas Hidrelétricas” (ELETROBRÁS, 1997) deverá ser revisada ou adaptada para contemplar a execução do EVTE para as UHR.

3.0 - BENEFÍCIOS DA UHR PARA O SISTEMA ELÉTRICO

Os inúmeros benefícios que as UHR tradicionais proporcionam para um sistema elétrico com uma base predominante térmica ou termonuclear estão descritos em vasta literatura. Não por acaso, o armazenamento de energia através de usinas hidrelétricas reversíveis é a tecnologia predominantemente estabelecida, representando aproximadamente 99% da capacidade de acumulação mundial de energia elétrica (aprox. 150 GW) (IEA, 2014). Durante os períodos de baixo consumo, as UHR utilizam a energia excedente de baixo custo das usinas termonucleares ou termoeletricas convencionais inflexíveis para acumular energia potencial hidráulica nos reservatórios superiores. Nos períodos de ponta, as UHR convertem convenientemente a energia acumulada em energia elétrica com elevado valor. A relação entre o custo da energia de acumulação utilizada durante o ciclo de bombeamento e o custo da energia entregue pelas turbinas durante no ciclo de descarga deve exceder a eficiência global combinada da UHR (valor entre 70% e 80%). Apesar da necessidade de repor cerca de 25% da energia do ciclo da acumulação, as UHR reduzem substancialmente os custos de geração da energia nos sistemas predominantemente térmicos. Além disso, na grande maioria dos casos, as UHR são a alternativa mais econômica para o fornecimento de energia na ponta.

Nos países com uma base produtora predominantemente hidráulica, a avaliação da viabilidade econômica de uma UHR deve contemplar a postergação do investimento em outros recursos, tais como, ampliação do sistema de transmissão ou instalação de ativo para o fornecimento de capacidade para atendimento à demanda de ponta. Em especial, os seguintes aspectos devem ser analisados:

- 1) a diferença entre a capacidade requerida para o atendimento à demanda da ponta e da base;
- 2) as distâncias entre as unidades geradoras e os centros de consumo.

Do ponto de vista sistêmico, além da possibilidade de consumir a energia excedente (de fontes renováveis, por exemplo), uma UHR apresenta todos benefícios proporcionados pela instalação de uma usina hidrelétrica convencional, a saber:

- Capacidade de fornecer potência no caso de parada forçada de outras fontes ou redução abrupta da geração das fontes intermitentes.
- Capacidade de consumir potência no caso de aumento abrupto da geração das fontes intermitentes evitando o descarte do excesso de geração (*curtailment*).
- Baixo tempo de resposta às variações de potência.
- Possibilidade do controle primário de frequência, dependendo da configuração da UHR,
- Possibilidade de compensar os reativos do sistema.
- Reserva girante que é fundamental nos sistemas com predominância de fontes eólicas e fotovoltaica.

4.0 - TRANSFORMAÇÃO DA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA E O PAPEL DAS UHR

A matriz elétrica brasileira é composta essencialmente por fontes renováveis, sendo uma das mais limpas dos países industrializados. A fonte hidrelétrica fornecia mais de 90% da energia elétrica consumida até o ano 2000 (ONS, 2019). Nas últimas duas décadas, observou-se a forte expansão da fonte eólica, em especial na região Nordeste, e a instalação de usinas hidrelétricas sem reservatório de acumulação nas regiões Norte e Centro Oeste.

O planejamento da expansão da matriz elétrica realça a tendência observada com forte participação das fontes eólica e hidrelétrica, além da crescente presença da biomassa e fotovoltaica. O seguinte cenário de expansão de referência é apresentado no PDE 2027 (MME/EPE, 2018):

- 10,0 GW em parques eólicos nas regiões Nordeste (80%) e Sul (20%);
- 5,0 GW em fonte renovável intermitente fotovoltaica nas regiões Nordeste e Sudeste;
- 2,0 GW em pequenas centrais hidrelétricas e CGHs localizadas nas regiões Sudeste e Sul;
- 1,3 GW em usinas hidrelétricas fio d'água localizadas predominantemente na região Norte.

Tal visão estratégica garantirá a expansão econômica de uma matriz elétrica limpa. No entanto, o SEB precisará contar com alternativas para complementação de capacidade, visto que as fontes que atendem o balanço energético mensal apresentam forte restrição no controle da geração. A EPE indica a necessidade de 13 GW em fontes que proporcionem capacidade de atendimento à demanda de ponta (MME/EPE, 2018). Neste contexto, as UHR podem exercer um papel fundamental na expansão da matriz elétrica brasileira, garantindo a manutenção de uma matriz limpa e barata.

O desenvolvimento da capacidade instalada das principais fontes para geração elétrica está apresentado na Figura 1. Os dados históricos extraídos do site do ONS são apresentados em linhas contínuas. A projeção do cenário de expansão de referência do PDE 2027 (MME/EPE, 2018) é representada em linhas tracejadas.

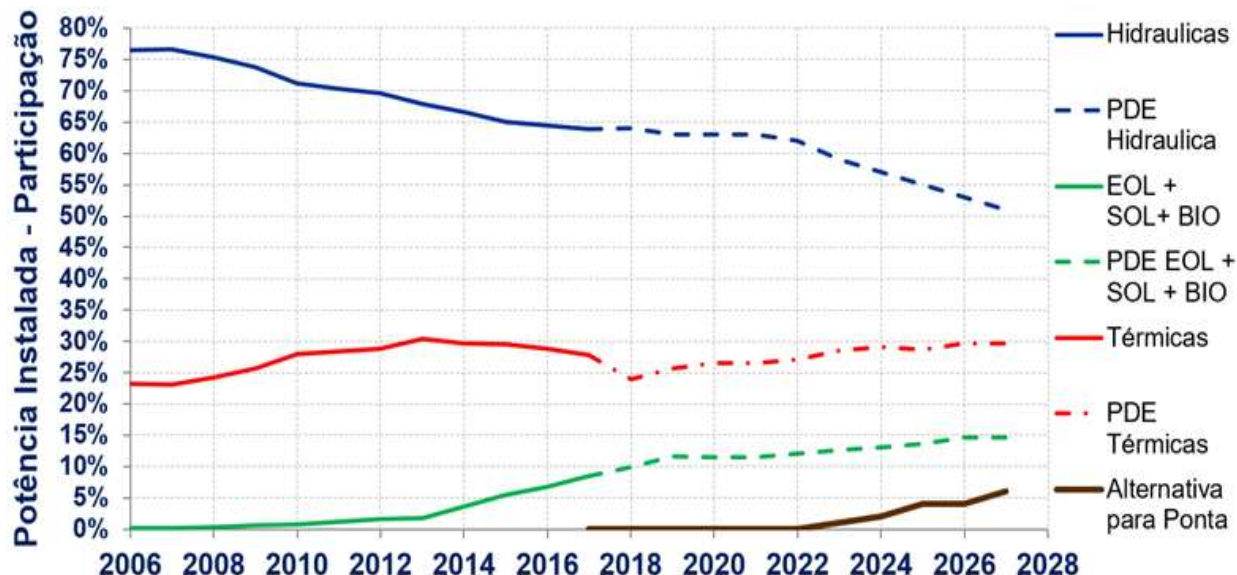


FIGURA 1 - Capacidade Instalada no SIN

Fonte: Site ONS para as informações até 2018 / Projeção - Gráfico 3-6 do PDE-2027 (MME/EPE, 2018)

Além da redução expressiva da participação da fonte hidrelétrica, observa-se um crescimento diminuto da Energia Armazenada Máxima (EA Máx.), inferior a 3% na última década. O cenário de expansão de referência indica um aumento inferior a 1% na EA Máx (MME/EPE, 2018). Concomitantemente, reduz-se a energia armazenada nos reservatórios existentes. No início do último período úmido, o SIN contava com apenas 30% da EA máx. A evolução da Energia Armazenada (1º eixo) por Subsistema e a EA máx. (2º eixo) são ilustradas na Figura 2.

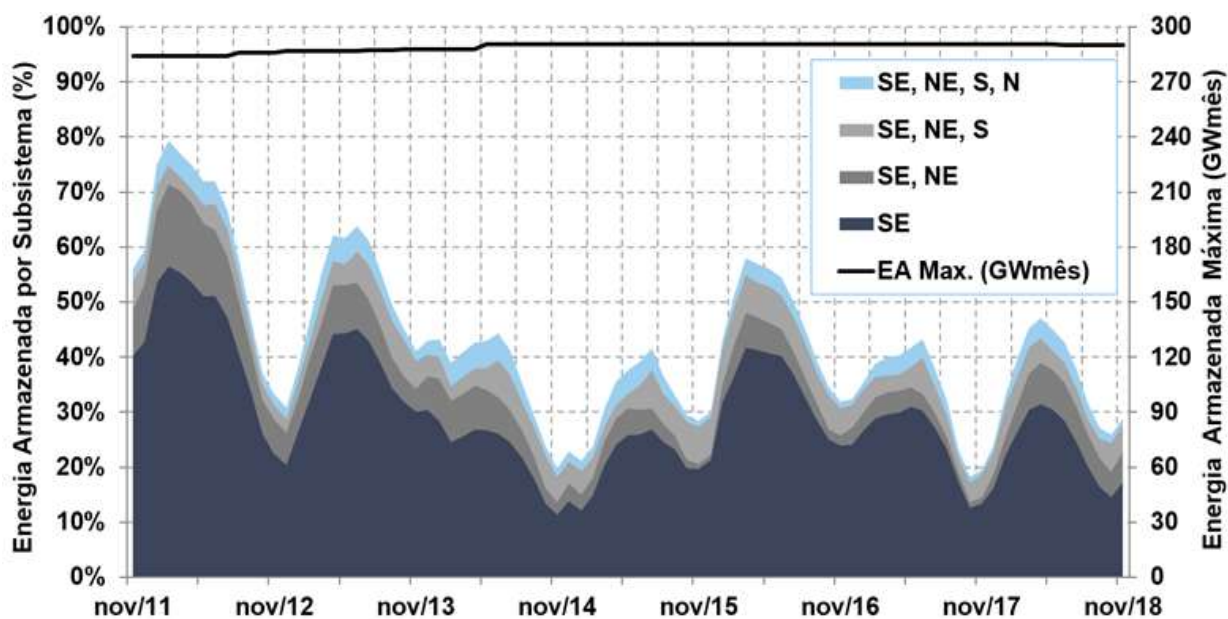


FIGURA 2 – Evolução da Energia Armazenada por Subsistema e a EA máx no SIN

Fonte: Site ONS (ONS, 2019)

É evidente que a redução da capacidade de armazenamento (EA máx) faz com que o SEB fique sujeito à sazonalidade dos recursos naturais. Além disso, a redução da energia armazenada com consequente deplecionamento dos reservatórios e da queda líquida restringe ainda mais a capacidade do sistema para atender à demanda de ponta. Finalmente, cabe enfatizar que o equilíbrio entre o uso de energias renováveis e o armazenamento de energia para a compensação de intermitência é uma questão chave na expansão do sistema.

5.0 - PERSPECTIVAS PARA O DESENVOLVIMENTO E IMPLANTAÇÃO DE UHR NO BRASIL

5.1 Subsistema Sudeste

O Subsistema Sudeste apresenta as condições favoráveis para a potencial instalação de UHR, dentre as quais podemos destacar:

1. Os principais centros de carga do SIN estão localizados no Subsistema SE, consumindo aproximadamente 60% da energia elétrica gerada. Em alguns períodos do ano, o SE importa até 20% da energia consumida dos Subsistemas Norte e Sul. As simulações preliminares da EPE indicam que a demanda de capacidade para o atendimento de ponta estará majoritariamente concretada no Subsistema Sudeste e em escala menor no Subsistema Sul;
2. Do ponto de vista econômico, as UHR de alta queda são normalmente mais atrativas. A região SE apresenta condições topológicas favoráveis para a instalação de UHR com quedas médias/altas. Em particular, o estado de São Paulo dispõe de reservatórios de relativa capacidade na região de planalto próximo a serra do mar. Estes reservatórios superiores de UHR poderiam garantir elevadas capacidades de acumulação durante os períodos críticos diários e eventualmente semanais. Citando o estudo Eletrobrás da década de 80, destacam-se os reservatórios de Paraibuna-Paraitinga e do complexo Billings para os quais previa-se a instalação de duas UHR com elevada capacidade de acumulação;
3. Redução do investimento na ampliação do sistema de transmissão para o atendimento à demanda de ponta na região SE com o consequente aumento da confiabilidade local, com menos dependência de fluxos energéticos externos.

Não por acaso, a EPE iniciou a avaliação de potenciais projetos publicando em Fev/2019 a Nota Técnica “Estudos de Inventário para Usinas Hidrelétricas Reversíveis Metodologia e Resultados Preliminares para o Estado do Rio de Janeiro” (EPE-DEE-NT-006, 2019). Nesta NT, a EPE indicou que disponibilizará, na sequência, os estudos de inventário para UHR no Estado de São Paulo.

Na década de 70, a CESP juntamente com o IPT publicou o relatório número 13.197 com o pré-inventário de UHR junto às Serras Geral e da Mantiqueira no Estado de São Paulo (CESP e IPI, 1979). Na década seguinte, a ELETROBRAS, com o suporte da consultoria CIARLINI realizou estudos de avaliação do potencial de UHR na região Sudeste (ELETROBRÁS e CIARLINI, 1987). Ambos os estudos indicavam UHR com potência instalada individual da entre 1.000 e 2.000 MW, quedas brutas superiores à 300m, ciclo de operação semanal, com 20 horas de bombeamento e 14 horas de geração. Cabe destacar que os projetos prospectados nas décadas de 70 e 80, devem ser atualizados considerando a regulamentação socioambiental vigente.

A energia com baixo custo necessária para as UHR da região Sudeste será proveniente de:

- Geração das usinas hidrelétricas utilizando parte das vazões vertidas turbináveis em outros Subsistemas do SIN. Em especial, destacam-se as usinas hidrelétricas fio d’água instaladas no Subsistema Norte. Durante o período úmido e nos horários de carga leve (período noturno e finais de semana), as usinas fio d’água gerariam a plena carga e a energia seria acumulada nos reservatórios das UHR;
- Excedente de geração das fontes renováveis não controláveis;
- Geração excedente das fontes térmicas inflexíveis com baixo custo de operação;

- Conexão confiável entre os subsistemas do SIN.

No entanto, a viabilidade econômica das UHR somente será possível com o aperfeiçoamento das bases regulatórias do modelo econômico-financeiro do SEB. Neste caso, a implementação de preço horário previsto para o próximo ano é fundamental e abre melhores perspectivas para a viabilização das UHR no cenário nacional. Os preços horários “sombra” para os Subsistemas SE e NE no mês de abril de 2019 estão apresentados nas Figuras 3-A e 3-B (CCEE, 2019).

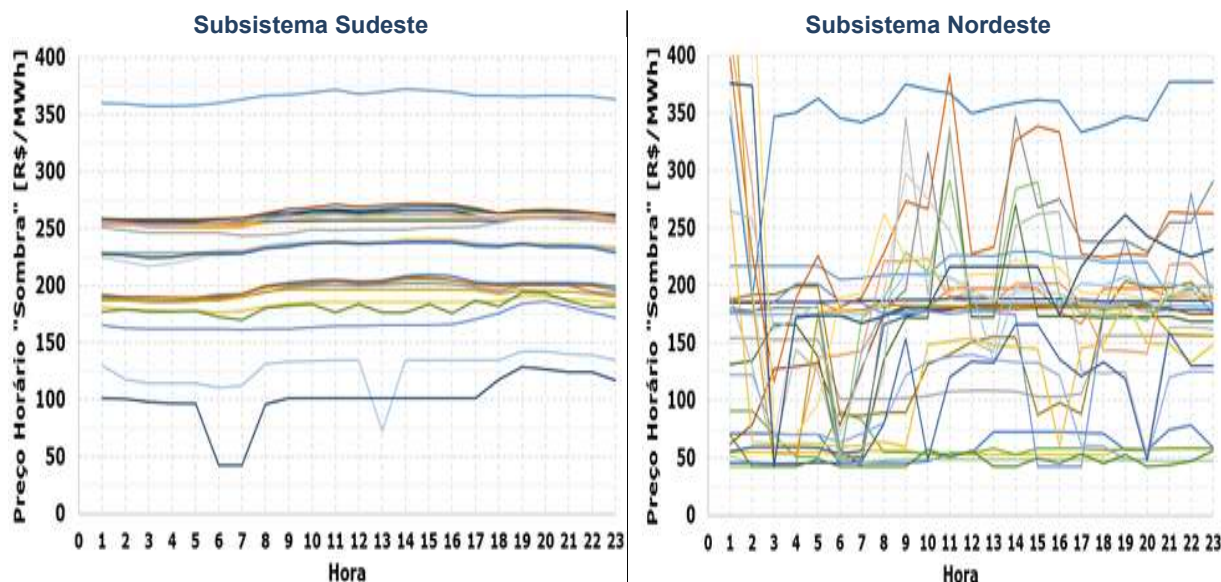


FIGURA 3 – Preço Horário “Sombra” no mês de abril/2019 – Subsistemas Sudeste (3-A) / Nordeste (3-B)
Fonte: Site CCEE (CCEE, 2019)

5.2 Subsistema Nordeste

O Subsistema Nordeste também apresenta as condições necessárias para aproveitar os benefícios proporcionados pelas UHR. Atualmente, a fonte eólica é responsável por cerca de 50% da geração elétrica do Subsistema NE. A evolução da participação das diferentes fontes na geração elétrica da região NE está representada na Figura 4.

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

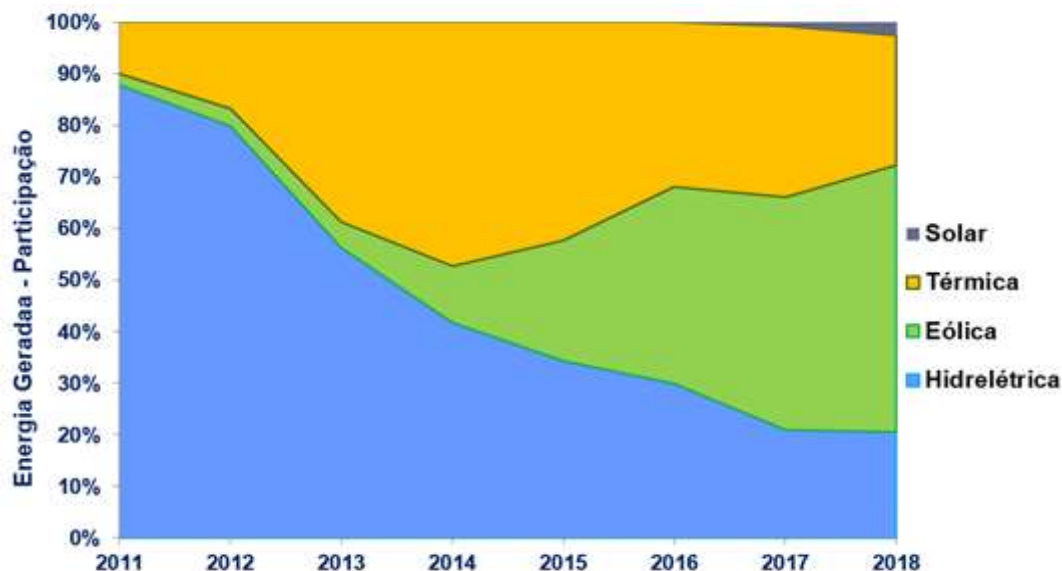


FIGURA 4 – Evolução da participação das diferentes fontes na geração elétrica do Subsistema Nordeste
Fonte: Site ONS (ONS, 2019)

A elevada participação das fontes não controláveis no subsistema NE desacopla a demanda e a produção de energia na região, alternando períodos com elevada quantidade de geração excedente e períodos com deficiência de capacidade para atendimento da demanda. Tal condição é potencializada pelas seguintes características operacionais do sistema:

- Restrição de defluência mínima nas usinas hidrelétricas (abastecimento urbano, vazão sanitária, uso consultivo, navegação, etc.);
- Planejamento de geração térmica de acordo com a programação de despacho nas escalas semanal e mensal;
- Limite de intercâmbio de energia entre os subsistemas decorrente da capacidade do sistema de transmissão.

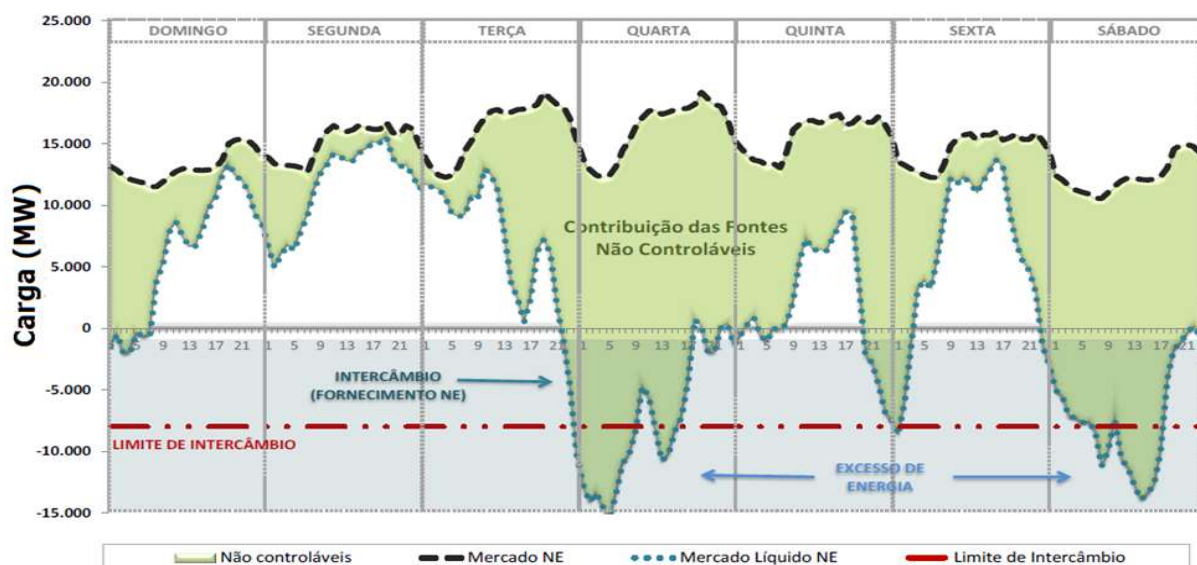


FIGURA 5 – Geração das Fontes Não Controláveis – Subsistema Nordeste

Fonte: Reprodução do Gráfico 37 – PDE 2026 (MME/EPE, 2017)

Um perfil típico de carga semanal da região Nordeste projetado pela EPE (junho/2026) está ilustrado na Figura 5. No caso do subsistema Nordeste, as UHR auxiliariam na regularização da produção de energia renovável intermitente reduzindo substancialmente o fluxo de energia entre os subsistemas do Sistema Interligado Nacional. As UHR acumulariam energia potencial utilizando para o modo de bombeamento o excedente de energia das seguintes fontes:

- Não controláveis – eólica e fotovoltaica;
- Hidrelétrica que utilizaria o “vertimento turbinável” necessário para atender a vazão mínima das UHE;
- Térmica considerando as metas de planejamento da operação.

A energia acumulada seria utilizada nos momentos de produção insuficiente das fontes não controláveis. Adicionalmente, as UHR proporcionam os benefícios sistêmicos relacionados anteriormente. Cabe ressaltar que a reserva girante e a compensação de potência reativa são fundamentais em um sistema onde a fonte eólica é predominante.

5.3 Estudo de expansão das UHR no Sistema Elétrico da Alemanha

Para trazer subsídios em termos comparativos, apresenta-se um estudo de expansão das UHRs na Alemanha. A Voith Hydro, em cooperação com o instituto RWTH da universidade de Aachen, realizou um estudo sistêmico avaliando dois cenários de expansão das fontes renováveis intermitentes - 60% em 2030 e 80% em 2050 (KRUEGER, 2014). Foram consideradas as seguintes condições de contorno:

- Intercâmbio de energia ilimitado entre as regiões da Alemanha;
- Estudo restrito à Alemanha, ou seja, importação e exportação iguais a zero;
- Produção das fontes renováveis intermitentes baseada no modelo IWES e em dados meteorológicos;
- Custos de investimento para expansão das UHR= 1000 €/kW (capacidade) e 50 €/kWh (armazenamento);
- Relações de armazenamento de energia / potência = 3 / 5 / 7 Wh/W, Eficiência: 80%, Vida útil: 60 anos;
- Taxa de juros ponderada sobre capital = 4%/a.a.

Considerando o primeiro cenário (FR=60% em 2030), KRUEGER, 2014 conclui que a expansão do UHR proporciona os seguintes benefícios para o sistema:

- Considerando a capacidade instalada total de UHR de 15 GW (atuais 7 GW + expansão de 8GW) seria possível evitar o descarte do excesso de geração (*curtailment*) de 6TWh de fontes renováveis (72% do excesso gerado pelas fontes renováveis = 8,3TWh);
- Redução sensível da geração térmica (área amarela da Figura 6) otimizando assim os custos de operação do sistema. KRUEGER (2014) ressalta que a redução real é maior que a apresentada no estudo uma vez as perdas relativas a partida e parada das usinas térmicas não foram contempladas na análise;
- O número de partidas e paradas é substancialmente reduzido, assim como os gradientes de carga nas termelétricas. Tal condição aumenta a vida útil dos equipamentos de geração;
- Redução da capacidade de instalada em usinas térmicas de partida rápida. UTE com elevados custos de instalação / operação e baixos fatores de utilização. A flexibilidade operacional das UHR permite a instalação de termelétricas inflexíveis com altos fatores de utilização e baixo custo operacional.

Parte das conclusões ora apresentadas podem ser visualizadas na Figura 6 (perfil típico de carga semanal).

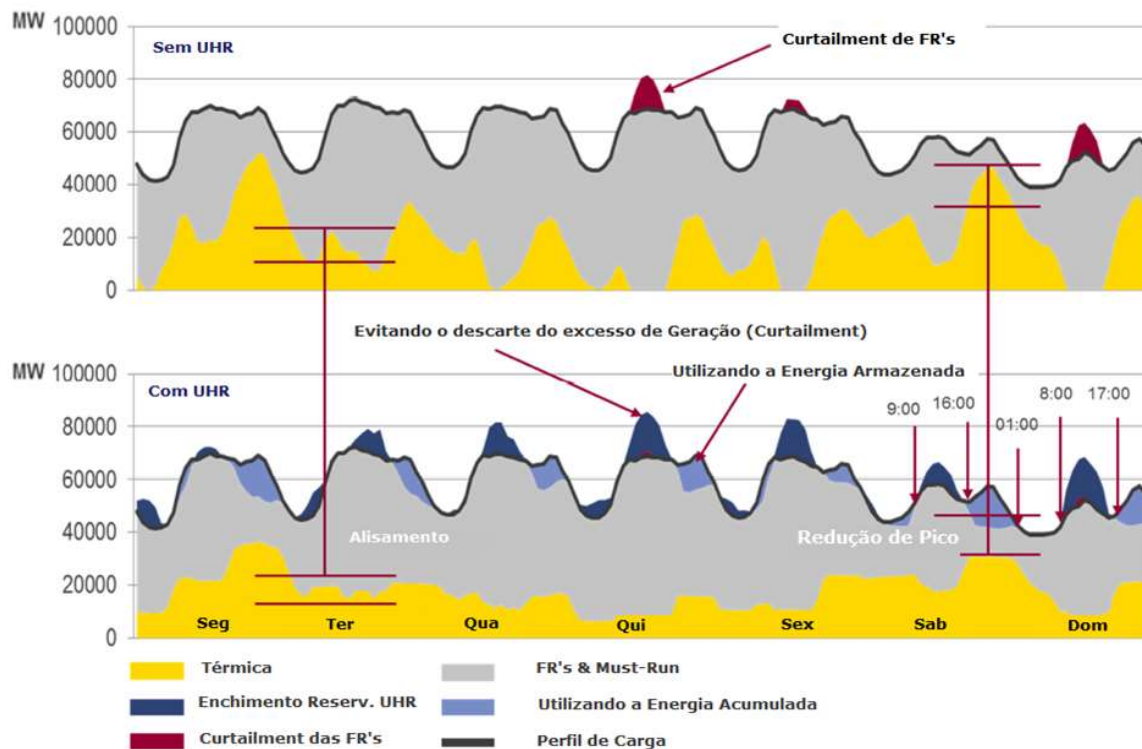


FIGURA 6 – Perfil típico de carga semanal – Simulação 2030 (com 60% de Fontes Renováveis)
Fonte: Reprodução do Gráfico 5 – Typical week load profile in 2030 (60% EE) (KRUEGER, 2014)

O cenário com participação de 60% de fontes renováveis em 2030 simulado em KRUEGER (2014) apresenta condições sistêmicas muito similares às condições atuais do Subsistema Nordeste. Isto posto, os autores acreditam que os resultados encontrados em uma simulação para o Subsistema NE seriam similares aos encontrados no estudo realizado para o sistema alemão.

6.0 - CONCLUSÕES

O presente trabalho apresenta a evolução histórica do sistema elétrico brasileiro quanto a predominância da fonte hidrelétrica. Essa fonte vem perdendo sua presença nas últimas duas décadas na participação relativa na matriz elétrica e na progressiva e intensa redução de armazenamento em razão da falta da construção de novos reservatórios com capacidade regularizadora. Os autores discutem as razões da ausência das Usinas Hidrelétricas Reversíveis no cenário nacional, com destaque para a carência de base regulatória que incentive a viabilização econômica das UHR e também outras formas de armazenamento.

A perspectiva atual em relação à necessidade e pertinência de usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil é bastante complexa, uma vez que há o desequilíbrio entre a capacidade disponível e a demanda da ponta em algumas regiões do País e a presença das hidrelétricas se dá com menor participação relativa na matriz elétrica com maior número de usinas a fio d'água evidenciando uma limitada capacidade de regularização do sistema de reservatórios das usinas. Além disso, é importante considerar a expressiva expansão das fontes eólicas e a futura expansão das fontes fotovoltaicas, ambas de produção intermitente. Neste contexto, deve-se ponderar a evolução na forma de contabilização, prevista a partir de 2020, com a introdução da sistemática de preços horários.

O conjunto dos fatores mencionados anteriormente e a análise da experiência internacional, em especial aquela do sistema elétrico da Alemanha sugerem a pertinência da inserção das Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Brasil, como forma eficiente de prover armazenamento de energia com o mínimo de área alagada. Tais vantagens viabilizariam a continuidade da expansão sustentável das fontes renováveis de produção intermitente. Com a implementação dos preços horários, prevista para 2020, somado a um conjunto de ajustes regulatórios que possam melhor valorar o atendimento à demanda da ponta, acredita-se que as Usinas Hidrelétricas Reversíveis possam se tornar viáveis técnica e economicamente no cenário nacional. Desta maneira, as Usinas Hidrelétricas Reversíveis serão uma solução de armazenamento em larga escala muito eficaz para a futura expansão da matriz energética brasileira, mantendo a vocação tradicional de predominância de energia limpa e sustentável.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CANALES, F. A.; BELUCO, A.; MENDES, C. A. B., 2015. Usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil e no mundo: aplicação e perspectivas. Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental - Revista do Centro de Ciências Naturais e Exatas – UFSM, v.19, n. 2, pp.1230 – 1249.

CCEE, 2019. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Preço Horário “Sombra”. Site: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos. Consulta em: Maio/2019.

CESP, IPT, 1979. Inventário de usinas hidrelétricas reversíveis juntos as serras geral e da Mantiqueira no Estado de São Paulo – Pré-inventário, Relatório n. 13.197. São Paulo.

ELETROBRÁS, CIARLINI, 1987. Usinas hidrelétricas reversíveis: levantamento do potencial – Região Sudeste, Espírito Santo, Minas Gerais e Rio de Janeiro, 1987. Brasília.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA), 2014. Technology Roadmap: Energy Storage. Paris.

KRUEGER, K., ROTERING, N. 2014. Successful energy transition in Germany by pumped storage expansion. English translation of the following paper (Energiewende erfolgreich gestalten durch Pumpspeicherausbau). VGB PowerTech, p. 37-44.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA / EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS (MME/EPE), 2017. Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA / EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS (MME/EPE), 2018. Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA / EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS (MME/EPE), 2019. Nota Técnica EPE-DEE-NT-006, rev.0. “Estudos de Inventário para Usinas Hidrelétricas Reversíveis Metodologia e Resultados Preliminares para o Estado do Rio de Janeiro”. Brasília.

ONS, 2019. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Site: <http://ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>. Consulta em 28/Abril/2019.

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Rafael A. Lopes é gerente de engenharia da Voith Hydro desde 2008, com participação no desenvolvimento dos principais projetos hidrelétricos do Brasil e da América Latina. Mestrado em Engenharia Mecânica pela Escola Politécnica da USP (2005). Engenheiro Mecânico pela Escola Politécnica da USP (1997). Carreira voltada ao desenvolvimento de soluções completas para projetos de hidrogeração.

Paulo S. F. Barbosa é professor titular aposentado da Unicamp, e pesquisador colaborador do NIPE - Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético da Unicamp. Realizou pós-doutorado na área de planejamento de energia elétrica no Depto. de Pesquisa Operacional e Eng. Financeira na Universidade de Princeton, EUA (1999-2001) e na Escola de Eng. e Ciências Aplicadas da Universidade de Harvard (2010). Desde 1990 vem desenvolvendo pesquisa aplicada e capacitação na área de energia, para entidades e empresas públicas (Ministério de Minas e Energia; ANEEL; Operador Nacional do Sistema Interligado - ONS; CESP; CEMIG; Petrobrás) e empresas privadas (Duke Energy International, AES-Tietê; Cia Paulista de Força e Luz; Elektro, Eletropaulo, dentre outras). É assessor científico de diversas agências de fomento à pesquisa, tais como o CNPq, a CAPES, FINEP e a FAPESP.

Manuel N. F. Gonçalves é diretor de engenharia da Voith Hydro desde 2007, com participação nos projetos Estreito, Santo Antonio, Jirau, Belo Monte, além de diversos projetos na América Latina. Doutor em Engenharia Mecânica pela Escola Politécnica da USP (1999). Mestre em Engenharia Mecânica pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (1991). Engenheiro Mecânico pela Escola de Engenharia Mauá (1984). Carreira desenvolvida ao longo de mais de 35 anos no gerenciamento e desenvolvimento de projetos de usinas hidrelétricas e instalações industriais.