

Análise da viabilidade de Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Sistema Interligado Nacional

(1)

Roberto Brandão
Nelson Hubner
Nivalde De Castro
Ana Carolina Chaves
Camila Vieira

As Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHRs) podem fornecer diversos benefícios aos sistemas energéticos. Dentre estes, destacam-se o fornecimento de potência firme, o aumento de segurança e confiabilidade do sistema, a otimização do uso dos recursos de geração, através do armazenamento de energia, e a otimização da expansão do sistema de transmissão por meio da postergação de investimentos, principalmente nos casos em que a expansão da geração está localizada distante dos principais centros de demanda do sistema.

No âmbito nacional, diante das perspectivas de forte crescimento de energias renováveis não controláveis, sobretudo a geração eólica e solar, e de redução da participação das usinas hidrelétricas (UHE), especialmente com reservatórios, na matriz elétrica, as UHRs são uma alternativa importante para a expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN). Porém, o Brasil ainda não possui um arcabouço regulatório que viabilize e incentive os investimentos neste tipo de tecnologia e qualquer mudança na regulação requer que a viabilidade econômica das UHRs para a expansão do SIN seja estabelecida.

Neste texto, é apresentado um resumo dos resultados do estudo realizado no âmbito do Projeto de P&D da ANEEL, denominado “Viabilidade Econômica das Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Sistema Interligado Nacional”, que está sendo desenvolvido por Enercan, Baesa, Ceran, Foz do Chapecó Energia e Paulista Lajeado Energia e executado por GESEL-UFRJ, MCPAR, Hedaidi e GPTech. Neste estudo, as UHRs foram avaliadas como uma alternativa à expansão do sistema na década de 2030, utilizando um modelo integrado de planejamento da expansão e da operação do sistema. Observa-se que este modelo seleciona novos projetos de geração e transmissão que permitem a expansão do sistema ao mínimo custo global, incluindo custos de investimentos, operação do sistema e penalidades.

A modelagem foi realizada no software Plexos e buscou uma configuração ótima para o SIN, no fim da década de 2030, cujo horizonte temporal dilatado se justifica por duas razões. Em primeiro lugar, como, hoje, não existe uma regulação para a elaboração de estudos de inventário de UHRs, o início da construção de uma UHR depende, primeiro, de um amadurecimento do arcabouço regulatório e, depois, da efetiva realização dos estudos que definam os aproveitamentos e as características dos projetos a serem concedidos a investidores. Adicionalmente, considerando os prazos de licenciamento, licitação e construção, tudo parece indicar que não teremos UHRs em operação, no Brasil, antes do final da década.

Por outro lado, estudos preliminares mostraram que as UHRs, bem como outras modalidades de armazenamento, são tão mais interessantes para o sistema quanto maior for a participação da geração não controlável na matriz. Assim, a viabilidade econômica das UHRs tende a ser mais evidente em um horizonte mais dilatado.

O modelo assume, como ponto de partida, a configuração final do SIN no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2029 e utiliza os mesmos custos de projetos candidatos à expansão da geração e da transmissão do Plano para o período pós 2029. Adicionalmente, foram incluídas também alternativas de UHRs com custos e características levantadas pela equipe do projeto. Neste sentido, apresentam-se, aqui, duas simulações: i) o Caso Base, no qual a expansão e a operação do sistema são simuladas sem a possibilidade de incorporar UHRs na expansão e; ii) Caso UHRs Sazonais, no qual várias reversíveis são oferecidas como candidatas à expansão do sistema.

Com os custos de novos projetos de geração considerados no PDE 2029, a fonte mais atrativa para a expansão, em termos de geração de energia, é a eólica onshore, na Região Nordeste. Assim, se nenhum limite fosse colocado à expansão desta fonte, ela dominaria a expansão para efeito de geração efetiva de energia. Tanto no Caso Base quanto no Caso UHRs Sazonais, 27 GW em projetos de eólicas onshore no Nordeste, com alto fator de capacidade (aproximadamente 45%), foram oferecidos ao modelo na Região e selecionados em sua integralidade, em ambos os cenários. Outros projetos de geração eólica com fatores de capacidade entre 34% e 39% no Sul, no Sudeste e no Nordeste também foram oferecidos ao modelo, mas não foram selecionados.

A Tabela 1, abaixo, exhibe a expansão da geração no horizonte até 2039, no Caso Base, isto é, sem UHRs. Destaca-se que são selecionados projetos de geração, totalizando 93 GW de capacidade.

Tabela 1: Caso Base: nova geração
Horizonte 2039, sem UHRs

Usinas	Expansão (MW)	Custo anualizado R\$ bilhões
GN CA NE	13.675	10,19
GN CA S	13.245	9,86
GN PRE SAL	845	0,85
GNL S FLEX	616	0,50
GNL SE FLEX	1.409	1,14
Total UTE	29.791	22,55
BIO NE	3.000	2,06
BIO S	1.000	0,69
Total Biomassa	4.000	2,75
Eolicas BA	7.000	5,38
Eolicas MA	5.000	3,84
Eolicas PE	5.000	3,84
Eolicas PI	5.000	3,84
Eolicas RN	5.000	3,84
Total EOL	27.000	20,76
Solar Centr NE	8.584	5,03
Solar Centr SE	21.709	12,73
Total Solar	30.293	17,77
JATOBA	1.651	2,62
MARANHAO	125	0,18
PARANA	90	0,13
STOANTCHAP	84	0,10
Total UHE	1.951	3,02
Expansão Geração	93.035	66,84

Fonte: Elaboração própria.

Além da forte expansão da geração eólica, houve grande expansão da geração solar, tanto no Nordeste, como no Sudeste, além da contratação de biomassa (4 GW) e de hidroelétricas (3 GW). O modelo também apontou a necessidade de projetos complementares, capazes de fornecer potência firme a custo acessível, para compensar a ausência de controlabilidade da geração eólica e solar. Deste modo, foram selecionados 26,92 GW de projetos com esta característica, na forma de usinas termelétricas (UTES) a gás em ciclo aberto, no Sul e no Nordeste, além de 2,75 GW de UTES a gás em ciclo combinado, utilizando GNL ou gás proveniente do pré-sal.

O total dos custos com expansão da geração somou R\$ 66,84 bilhões por ano, correspondentes às anuidades relativas ao investimento em novas centrais somado a encargos e custos de O&M. A forte concentração de novos projetos de geração no Nordeste exigiu a expansão da interligação com os principais centros de consumo, como pode ser visto na Tabela 2, abaixo, representando um custo adicional de R\$ 4,85 bilhões ao ano.

**Tabela 2: Caso Base: custo de transmissão, operação e manutenção
Horizonte 2039, sem UHRs**

	Expansão (GW)	Custo anual R\$ bilhões
Transmissão SE-NE	22	
Transmissão SE-S	1	
Subtotal Transmissão		
Custo de Operação		
Expansão da Geração		
Custo Total		

Fonte: Elaboração própria.

O custo de operação do Caso Base foi de R\$ 22 bilhões ao ano e equivale integralmente aos gastos associados ao despacho das UTEs. Por outro lado, o custo total do Caso Base, isto é, o custo de expansão da geração e da transmissão somado ao custo operacional, foi R\$ 93,69 bilhões ao ano.

No segundo caso, foram oferecidos ao modelo diversos projetos de UHRs com reservatório (com, pelo menos, duzentas horas de geração à plena capacidade), o qual selecionou quatro deles, somando uma capacidade instalada de 16,8 GW. São dois aproveitamentos no Norte/Nordeste, a UHR de Serra do Lajeado, com capacidade instalada de 7 GW e conectada à subestação de Miracema/TO, na interligação Norte-Sul, e a UHR Monte Horebe, com capacidade instalada de 4,2 GW, a ciclo fechado, abastecida de água pela transposição do Rio São Francisco e localizada na Paraíba, próxima à subestação Milagres 2, no Ceará, que escoar grandes volumes de energia renovável. Na Região Sul, foram consideradas a UHR Coxilha Grande (a montante do reservatório da UHE Barra Grande) e a UHR dos Patos (a montante do reservatório da UHE Segredo).

A expansão da geração do Caso UHRs Sazonais consta da Tabela 3, a seguir, na qual são apresentadas tanto a expansão da geração neste cenário, como as diferenças em relação ao Caso Base.

Tabela 3: Caso UHRs Sazonais: nova geração
Horizonte 2039

Usinas	Expansão (MW)	Custo anualizado R\$ bilhões	Dif caso base (MW)
GN CA NE	0	0,00	-13.675
GN CA S	12.885	9,60	-360
GN PRE SAL	0	0,00	-845
GNL S FLEX	0	0,00	-616
GNL SE FLEX	129	0,10	-1.281
Total UTE	13.014	9,70	-16.777
BIO NE	0	0,00	-3.000
BIO S	0	0,00	-1.000
Total Biomassa	0	0,00	-4.000
Eolicas BA	7.000	5,38	0
Eolicas MA	5.000	3,84	0
Eolicas PE	5.000	3,84	0
Eolicas PI	5.000	3,84	0
Eolicas RN	5.000	3,84	0
Total EOL	27.000	20,76	0
Solar Centr NE	19.089	11,55	10.505
Solar Centr SE	23.949	13,71	2.240
Total Solar	43.038	25,26	12.745
JATOBA	0	0,00	-1.651
MARANHAO	125	0,18	0
PARANA	90	0,13	0
STOANTCHAP	84	0,10	0
Total UHE	300	0,40	-1.651
Expansão da Geração	83.351	56,12	-9.683

Fonte: Elaboração própria.

Nota-se que a expansão da geração no Caso UHRs Sazonais apresentou uma redução na contratação de UTEs, proporcionando uma expressiva redução de custos. O racional, aqui, é que a contratação de potência firme de UHRs é mais econômica para o sistema do que a contratação de térmicas de ciclo aberto, em que pesem os custos diretos menores destas. Por outro lado, houve uma redução na contratação de biomassa e geração hídrica, além de expressivo aumento da geração solar, sobretudo no Nordeste, onde a fonte é mais econômica, em razão do alto fator de capacidade. Assim, destaca-se que, neste cenário, o custo anualizado total da expansão da geração é de R\$ 56,12 bilhões, R\$ 10,72 bilhões a menos do que o valor verificado no Caso Base.

A expansão da transmissão do Caso UHRs Sazonais também é mais econômica do que no Caso Base, conforme pode ser visto na Tabela 4, abaixo. Observa-se que a economia anual é da ordem de R\$ 1,17 bilhão.

Tabela 4: Caso UHRs Sazonais: nova transmissão
Custo de transmissão, operação e total. Horizonte 2039

	Expansão (GW)	Custo anualizado R\$ bilhões	Dif caso base (GW)	Dif caso base (R\$ bilhões)
Transmissão SE-NE	16,0	3,44	-6,0	-1,2
Transmissão SE-S	2,0	0,25	1,0	0,1
Subtotal Trasmissão		3,68		-1,1
UHR Coxilha Grande (Barra Grande)	2,1	1,67	2,1	1,6
UHR Dos Patos (Segredo)	3,5	2,62	3,5	2,6
UHR Monte Horebe	4,2	3,00	4,2	3,0
UHR Serra do Lajeado 3 (Lajeado) 7GW	7,0	5,09	7,0	5,0
Subtotal UHR	16,8	12,38	16,8	12,3
Custo de Operação		17,73		-4,2
Expansão da Geração		56,12		-10,7
Custo Total		89,91		-3,7

Fonte: Elaboração própria.

Destaca-se que o custo para a instalação das quatro UHRs é expressivo, totalizando R\$ 12,38 bilhões ao ano. Porém, o custo total deste caso é substancialmente menor do que o custo total do Caso Base, representando uma economia de R\$ 3,78 bilhões ao ano, ou 4%, em grande medida devido ao menor custo operacional do cenário com UHRs.

O menor custo operacional do Caso UHRs Sazonais, representando uma redução de R\$ 4,27 bilhões ao ano, pode ser entendido a partir da análise da Tabela 5, a seguir, que compara o balanço de energia dos dois cenários. A geração hídrica foi menor no Caso UHRs Sazonais, essencialmente pelo fato de a UHE Jatobá não ter sido escolhida. Contudo, as demais hídricas, comuns aos dois casos, geram consideravelmente mais no caso com as UHRs, tendo um acréscimo de 2,1 TWh. Assim, percebe-se que o sistema hídrico se torna mais produtivo com a operação das UHRs, que podem aumentar a carga (e por tabela a geração hídrica) em momentos de grande disponibilidade de água, armazenando energia abundante.

Tabela 5: Comparação do balanço de energia entre o Caso Base e o Caso UHRs Sazonais, em TWh

Geração	Caso Base	UHRs Sazonais	Dif
Hídrica c/ PCH	606,7	603,0	-3,7
Jatobá	5,8	0	-5,8
Demais	600,9	603,0	2,1
Renovável	447,7	470,5	22,8
Potencial	467,3	489,0	21,7
Curtaimento	-19,6	-18,5	1,1
Térmica	115,7	100,4	-15,3
Total da geração	1.170,0	1.173,9	3,9
Consumo UHRs		-3,9	

Fonte: Elaboração própria.

As outras energias renováveis também apresentaram um aumento de geração, sobretudo em consequência de uma maior contratação da geração solar (acréscimo de geração potencial de 21,7 TWh, no Caso UHRs Sazonais), mas também pela redução do curtaimento de renováveis em 1,1 TWh, fruto, novamente, da flexibilidade das UHRs para aumentar a carga em momentos de grande disponibilidade de energias naturais. Finalmente, a geração térmica é R\$ 15,3 TWh menor no Caso UHRs Sazonais, o que explica o menor custo operacional do sistema neste cenário, mesmo considerando a necessidade de geração extra (3,9 TWh) para fazer frente ao consumo das UHRs.

Assim, o estudo, aqui resumido, indica que as UHRs são uma opção econômica em um contexto de expansão do SIN baseada em fontes de energia renovável não controláveis de baixo custo, as quais trazem, com elas, a necessidade de contratação de projetos complementares capazes de agregar potência firme ao sistema. Os benefícios das UHRs não estão restritos, porém, ao suprimento de potência. Esta tecnologia também se mostra econômica para a expansão da transmissão, permitindo protelar reforços nas interligações de longa distância. As UHRs permitem, também, um aumento nos investimentos em geração renovável intermitente em áreas de bom potencial, ainda que distantes dos principais centros de consumo.

Finalmente, a sua capacidade de armazenar excedente de energia para utilizá-lo em momentos de escassez dá maior eficiência ao sistema, reduzindo o volume de cortes de renováveis (curtaimento) e de vertimentos, de modo a contribuir para controlar os custos operacionais.

Por outro lado, demonstrado que as UHRs são uma tecnologia interessante para a expansão do SIN, evidencia-se a necessidade de atualizar o arcabouço regulatório para que tais projetos possam ser, de fato, desenvolvidos. Para além dos prováveis aperfeiçoamentos ao modelo comercial, o desenvolvimento de UHRs requer uma regulação para a elaboração de estudos de inventário, de forma a permitir que empresas privadas desenvolvam um portfólio de projetos que possam ser integrados, posteriormente, ao planejamento da expansão do SIN e colocados, eventualmente, em leilão.

Referências Bibliográficas

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>. Acessado em 01 de dezembro de 2020.

MME, Ministério de Minas e Energia. Plano Decenal de Expansão de Energia PDE 2029. Empresa de Pesquisa Energética, 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>>. Acessado em 01 de dezembro de 2020.

(1) Artigo publicado na Agência CanalEnergia. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/artigos/53164052/analise-da-viabilidade-de-usinas-hidreletricas-reversiveis-no-sistema-interligado-nacional>. Acesso em 23 de fevereiro de 2021.