



A expansão da matriz elétrica brasileira e seu impacto no potencial de exportação de hidrogênio verde do Brasil

PREPARADO PARA

INSTITUTO CLIMA E SOCIEDADE (ICS)



NOVEMBRO DE 2023

RESUMO EXECUTIVO

O hidrogênio, em sua forma pura ou a partir de derivados, terá relevante participação na transição energética global. Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA), em um cenário de neutralidade climática, a demanda por hidrogênio pode quintuplicar até 2050, alcançando a cerca de 530 milhões de toneladas, aplicadas em diversos setores, como transporte, indústria e geração de eletricidade.

A participação do hidrogênio no movimento de descarbonização global depende da adoção de métodos de produção de baixo carbono. Atualmente, a maior parte da produção global é proveniente de fontes fósseis, como gás natural e carvão. Porém, espera-se que a evolução deste mercado acompanhe uma modificação nas rotas produtivas mais utilizadas. Dentre as rotas com menor intensidade de emissões, muita atenção vem sendo dada ao hidrogênio produzido a partir da eletrólise da água com energia elétrica renovável, também denominado hidrogênio verde (H₂V). Este método permite atingir valores muito reduzidos de intensidade de emissão e traz uma maior flexibilidade em termos de locais de produção, dado que só depende de fontes renováveis de energia elétrica.

A adoção desse método, contudo, envolve grandes desafios. Caso toda a demanda potencial futura por hidrogênio fosse toda atendida pelo H₂V, a produção deste montante consumiria cerca de 30 mil TWh/ano, valor similar à atual demanda global de eletricidade. Para atender a essa evolução de demanda, seria necessário o desenvolvimento de um mercado internacional de hidrogênio. Países com alto potencial de geração de energia renovável terão maior capacidade de produzir o hidrogênio verde de forma mais barata, se tornando exportadores para grandes centros de consumo.

Dentre os produtores candidatos, o Brasil se destaca por já oferecer uma matriz elétrica altamente renovável e ser capaz de aumentar sua geração renovável devido à grande disponibilidade de áreas com condições naturais favoráveis, como bons ventos, boa irradiação solar e oferta de bioenergia. Atualmente, a matriz elétrica brasileira é caracterizada pela geração complementar de hidrelétricas com e sem reservatórios, energia eólica, solar e cogeração com biomassa de cana. A sinergia destas fontes, tanto sazonal como diária, é potencializada pela interligação de 99,8% da rede elétrica nacional.

Para se tornar um exportador de H₂, o Brasil precisará atender os critérios de certificação definidos pelos mercados compradores de hidrogênio verde. Dentre os principais mercados-alvo para o hidrogênio brasileiro está a União Europeia, que apresentou uma meta de importar 10 milhões de toneladas de H₂ até 2030 e recentemente anunciou investimento de 2 bilhões de euros na produção de H₂ no Brasil. Desta forma, os critérios sendo discutidos pelo bloco vem sendo acompanhados com interesse por projetos brasileiros, que buscam exportações à UE.

Em junho de 2023, a Comissão Europeia publicou Ato Delegado que define os critérios de sustentabilidade para o hidrogênio ser considerado como renovável, que deverão ser seguidos tanto por projetos europeus como projetos internacionais com foco em exportação para a UE. Foram permitidos, dentre outros, dois modelos de fornecimento de energia elétrica para a planta de hidrogênio:

- i. Direto (*off-grid*): uma planta de geração é conectada diretamente à planta de H₂
- ii. Indireto (*on-grid*): consumo de energia elétrica a partir da rede elétrica sem a necessidade de formação de contratos ou construção de plantas dedicadas.

O caso (i) apresenta uma importante desvantagem em relação ao (ii) que é a necessidade do fornecimento constante de energia para o melhor funcionamento do eletrolisador (equipamento que utiliza energia elétrica e água para produzir o hidrogênio). Esta característica é difícil de ser atendida somente pelas fontes solar e eólica, que são variáveis, sazonais etc. No entanto, para se enquadrar no caso (ii), que é preferível, a geração de energia da matriz elétrica precisa ser no mínimo 90%.

Para avaliar se o Brasil será capaz de atender a esse critério e despontar como um dos principais fornecedores globais de hidrogênio verde, a PSR realizou um estudo de longo prazo sobre a expansão da matriz elétrica brasileira. A construção deste cenário considera aspectos como: (i) crescimento da demanda por eletricidade; (ii) necessidade de novos investimentos em capacidade de geração, transmissão e armazenamento; (iii) introdução novas tecnologias; e (iv) políticas energéticas públicas.

Neste último ponto é importante destacar duas leis recentemente aprovadas e que podem ter impactos significativos na expansão do sistema e no atendimento aos critérios de certificação, descritos acima: Lei 14.182 e a Lei 14.299. A Lei 14.182, aprovada no final de 2021, permitiu a capitalização da Eletrobrás e trouxe, consigo, a obrigatoriedade da contratação de 8 GW de usinas termoeletricas a gás natural. Um aspecto importante é que segundo instituído em lei, essas térmicas gerarão energia, em média, 70% da sua capacidade ao longo do ano (percentual também conhecido como inflexibilidade operativa). Já a Lei 14.299, aprovada em 2022, possibilita a extensão, até 2040, do subsídio a uma usina termoeletrica movida a carvão mineral – UTE Jorge Lacerda – localizada no sul do país.

Esta extensão pode ser, atualmente, considerada como quase certa. No entanto, a contratação dos 8 GW de UTEs a gás natural da Lei 14.182 ainda pode ser considerada incerta pelas condições de preço máximo, imposto também na própria lei. Como parte desta capacidade deve ser construída em locais sem suprimento de gás, entendemos que existe alguma chance de frustração na licitação de grande parte deste volume, aproximadamente 5,2 GW. Portanto, neste aspecto, construímos dois cenários de longo prazo para considerar esta incerteza:

- Caso Status Quo: construção dos 8 GW de usinas termoeletricas da Lei 14.182;
- Caso Frustração: construção de 2,8 GW de usinas termoeletricas da Lei 14.182¹.

Partindo de premissas próprias da PSR quanto ao crescimento da carga, do preço para instalação de nova capacidade de geração de transmissão e dos requisitos para atendimento aos critérios de suprimento do sistema, foram construídos os dois cenários de longo prazo descritos acima. Os gráficos abaixo apresentam a evolução da matriz nos dois casos.

¹ Capacidade associada a usinas cuja localidade já possui gás e é elegível pelos termos da lei.

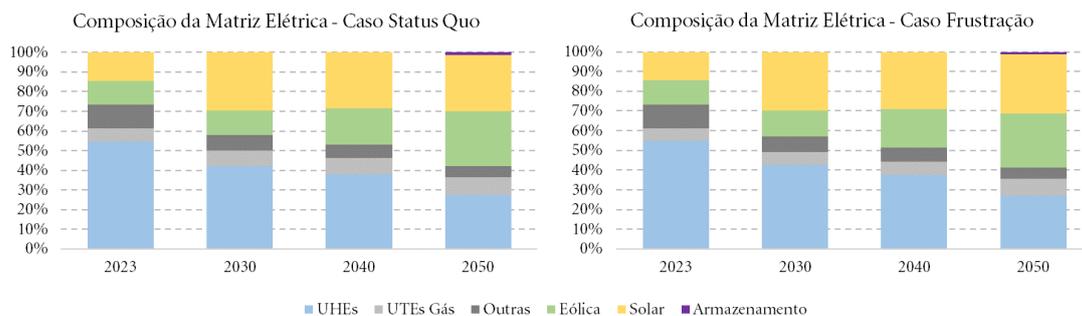


Figura 1 – Composição da Matriz Elétrica Brasileira, em termos de capacidade instalada

Apesar da composição da capacidade instalada nos dois casos ser parecida, é preciso entender como o sistema operará em nos dois cenários construídos. Como já mencionado, será maior a geração termoelétrica (e emissões de CO₂) no Caso *Status Quo* devido à obrigatoriedade legal de geração mínima das usinas somando 8 GW.

Assim, o próximo passo foi simular a operação deste sistema para o horizonte de estudo (2050) para se obter o valor presente do custo total (investimento + operação) de cada cenário, conforme exibido no gráfico abaixo. Como esperado, o caso *Status Quo* apresenta maior custo total.

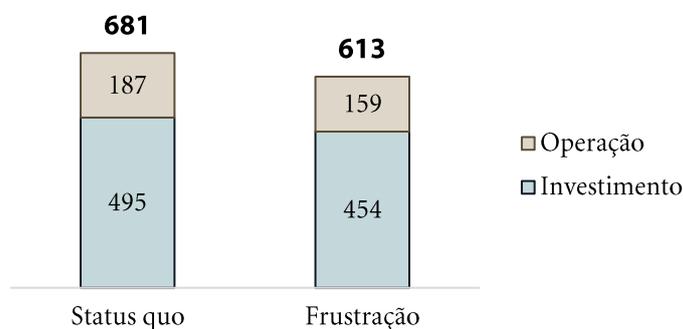


Figura 2 – Custo total por cenário

A partir dos resultados dessa simulação e utilizando a metodologia de cálculo da participação da geração renovável na matriz elétrica estabelecida no Ato Delegado², foram obtidos os percentuais apresentados na Figura 3. Cabe ressaltar que existe uma incerteza associada a esse percentual decorrente da imprevisibilidade da geração, tanto hidroelétrica, quanto solar e eólica. No entanto, o mais importante de ser destacado é que a entrada das UTEs da Lei 14.182 em sua integralidade faria com que, a partir de 2030, os limites mínimos estabelecidos sejam violados.

² <https://www.legislation.gov.uk/eudr/2018/2001/annex/II/data.xht?view=snippet&wrap=true>

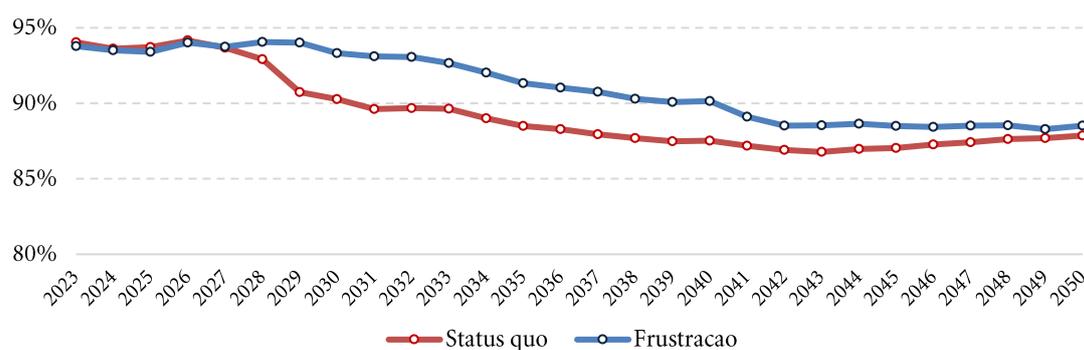


Figura 3. Participação da geração renovável no atendimento à carga do SIN

Os resultados mostram o impacto que uma única medida legislativa pode ter sobre a expansão da matriz elétrica brasileira e o atendimento aos critérios europeus. No longo prazo, contudo, outras medidas poderão ter relevante impacto, impulsionando a expansão das térmicas a gás inflexíveis e prejudicando as chances do Brasil se tornar um grande exportador de hidrogênio e derivados, considerando ser mais competitiva a produção de H₂ no caso *on-grid* que permite um funcionamento da planta de eletrólise para produção de H₂ mais estável, diluindo investimentos, portanto custos de produção. Um exemplo disso seria a potencial adoção de térmicas como âncoras do consumo de gás natural associado do pré-sal, caso sejam realizados movimentos para aumentar a disponibilidade desse gás e reduzir seus custos para o consumidor.

Sem medidas de flexibilização de suprimento, as térmicas terão que adotar uma geração constante, contribuindo para o aumento de emissões do sistema e substituindo geração renovável. Assim, caso o objetivo seja preparar o país para se tornar uma potência na transição energética global, será importante evitar a inclusão de térmicas inflexíveis no sistema.

Neste aspecto, cabe ressaltar que somente 0,8 dos 8,0 GW que estão previstos em lei foram efetivamente contratados. Portanto, entendemos que existem alternativas legais para evitar que volumes adicionais sejam contratados, o que tenderia a elevar o percentual de participação renovável no atendimento a carga do SIN apresentada na curva azul.

Com isso, percebe-se a importância de se ter um planejamento energético alinhado com a agenda de transição energética global. Sem esta visão holística, novas medidas poderão ser tomadas no sentido de aumentar a intensidade de carbono da matriz elétrica brasileira, impactando a capacidade de redução de emissões de outros setores por meio da eletrificação e a exportação de produtos verdes, como o próprio hidrogênio.