

DESAFIOS REGULATÓRIOS RELACIONADOS À TRANSMISSÃO DE ENERGIA PARA A VIABILIZAÇÃO DE UM MERCADO DE HIDROGÊNIO VERDE SÍNCRONO NO BRASIL

Guilherme Dantas¹
Murilo de Miranda¹
Guilherme Susteras²
Priscilla Ghisi³
Alexandra Susteras²
Alexandre Bueno²
Eduardo Heraldo³
Julia Rodrigues³

¹Essenz

²SunMobi

³Auren Energia

DOI: 10.47168/rbe.v30i3.944

RESUMO

Um dos quesitos para garantir a origem renovável exigida pelas principais certificações internacionais é a sincronicidade da produção do hidrogênio com a geração de eletricidade na planta contratada. Dessa forma, a transmissão tem um papel importante para o transporte de eletricidade desde as regiões de elevado potencial renovável até as plantas de eletrólise. O objetivo deste estudo é avaliar o arcabouço regulatório relacionado aos aspectos de transmissão no Brasil e identificar possíveis lacunas regulatórias para o desenvolvimento de um mercado de hidrogênio verde síncrono. Para isso, foi realizado um levantamento bibliográfico de documentos referentes à regulação do setor elétrico brasileiro e sua operação. Os resultados apresentam os principais desafios relacionados à transmissão de eletricidade, seja por limites operativos (*constrained-off* e margens de escoamento) ou por questões de tarifação de uso da rede, e uma discussão sobre como os órgãos responsáveis têm atuado para solucionar essas questões. O estudo mostrou que a maioria dos desafios identificados são relacionados à transformação do setor, e surgem com o aumento da participação de fontes renováveis de energia na matriz. Além disso, há uma constante adaptação da regulação e da operação para endereçar esses desafios e minimizar os prejuízos para as partes interessadas.

Palavras-chave: Hidrogênio; Regulação; Transição energética.

ABSTRACT

Ensuring the renewable origin, a prerequisite for major international certifications, necessitates synchronous hydrogen production and electricity generation at contracted plants. Transmission plays a pivotal role in conveying electricity from high renewable potential regions to electrolysis plants. This study assesses Brazil's regulatory framework for transmission, identifying potential gaps for a synchronized green hydrogen market. A comprehensive literature review on the regulation of the Brazilian electrical sector was conducted. Findings reveal primary challenges in electricity transmission, accompanied by regulatory efforts to address them. Most challenges stem from the sector's transformation with an increased integration of renewable sources into the energy mix. Regulatory measures and operational strategies continuously adapt to mitigate adverse impacts on stakeholders.

Keywords: Hydrogen; Regulation; Energy transition.

1. INTRODUÇÃO

O hidrogênio verde (H₂V) tem ganhado grande importância no planejamento energético brasileiro por seu potencial de mitigação de emissões de CO₂ na substituição de combustíveis/insumos fósseis e por ser um energético versátil, com diversas possibilidades de produção e de aplicação (EPE, 2021; MME, 2021). Com isso, organizações de diversas naturezas estão se preparando tanto para o aumento da produção e consumo do hidrogênio quanto para sua entrada em novos mercados. Muitos estudos têm sido realizados para entender o que será preciso para de fato desenvolver um mercado de hidrogênio. Agentes como órgãos de planejamento, agências reguladoras, ONGs, empresas privadas, academia, dentre outros, estão envolvidos nesse esforço.

O custo do hidrogênio de eletrólise associado a fontes renováveis de energia ainda é alto, cerca de 4 a 9 USD/kg H₂, comparado ao produzido a partir da reforma a vapor, que custa em torno de 1 a 2,5 USD/kg H₂ (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2022). Há a expectativa de que inovações tecnológicas, ganhos de aprendizado e economias de escala ajudem a reduzir o custo para o produtor, mas isso precisa vir acompanhado de uma regulação bem pensada e estruturada, para promover o desenvolvimento do setor.

Na perspectiva do comércio internacional, alguns esquemas de certificação de H₂V de outros países reiteraram a necessidade da sincronização da produção do hidrogênio com a geração de eletricidade renovável na planta contratada, para garantia da origem renovável da eletricidade (EUROPEAN COMMISSION, 2023; DEPARTMENT FOR ENERGY SECURITY & NET ZERO, 2023). Dessa forma, surge o

questionamento: o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) possui um arcabouço regulatório que possibilite o desenvolvimento de um mercado de H2V síncrono?

No âmbito do Programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PDI) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), está sendo desenvolvido o projeto vinculado ao presente artigo, cujo objetivo é investigar e desenvolver elementos habilitadores para a criação de um mercado de H2V síncrono no Brasil. O presente trabalho integra uma série de estudos do âmbito do projeto e foca na regulação como habilitador para um mercado de hidrogênio. O estudo busca trazer uma discussão sobre as lacunas regulatórias relacionadas à transmissão para viabilizar o desenvolvimento de projetos de H2V síncrono no Brasil, avaliando eventuais necessidades de ajustes normativos.

A próxima seção apresenta os métodos utilizados para o levantamento bibliográfico. Em seguida, são apresentados os resultados obtidos, onde se encontra a principal parte do estudo, que contém uma revisão dos critérios de acesso e pagamento pelo uso da rede de transmissão com proposições de normas compatíveis com a lógica de produção de hidrogênio síncrono e uma discussão referente às implicações da problemática do *constrained off*. Na sequência são trazidas as principais conclusões deste levantamento bibliográfico, com sugestão de estudos futuros.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

Este estudo foi desenvolvido por meio de consulta a documentos referentes à regulação do setor elétrico brasileiro e sua operação. Foi realizado um levantamento bibliográfico das seguintes tipologias de documentos: Resoluções da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); Notas técnicas; Medidas provisórias; Relatórios do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS); Leis; e outros documentos em que constam os regramentos e direcionamentos do setor elétrico.

Como a produção de H2V requer o uso de fontes renováveis de energia, é necessário que a geração de eletricidade para esse fim esteja em locais com elevadas velocidades de vento e/ou irradiação solar e/ou potencial hidrelétrico. Na maioria dos casos, esses locais não estão próximos dos da demanda de hidrogênio e, por isso, faz-se necessário o transporte de energia elétrica por meio de linhas de transmissão. A elevada demanda de eletricidade para o processo de eletrólise acentua a necessidade de entender os principais desafios relacionados à transmissão para desenvolvimento da cadeia do H2V no Brasil. Dessa forma, o principal critério para escolha dos materiais a serem consultados foi a busca por referências relacionadas ao tema de limitações e tarifação pelo uso de transmissão de energia.

Após o levantamento bibliográfico, foram avaliados os regra-

mentos e procedimentos de transmissão que tendem a impactar o transporte de eletricidade para a produção de H2V síncrono, e esses conteúdos são trazidos e discutidos na próxima seção.

3. DISCUSSÃO E APRESENTAÇÃO DE RESULTADOS

Este capítulo apresenta os desafios regulatórios vigentes no momento da realização desta pesquisa com relação às limitações de acesso ao sistema de transmissão.

3.1 Desafios regulatórios relacionados a limitações de transmissão

A apresentação dos desafios considerou aspectos tanto no momento do planejamento da expansão (margem de escoamento), quanto no momento da operação (*constrained off*).

3.1.1 Margem de escoamento

Em 2020, o Governo Federal editou a Medida Provisória nº 998 que, entre outras medidas, previu a extinção do subsídio para geradores e consumidores de fontes renováveis de energia. A Medida Provisória foi convertida pelo Congresso na Lei nº 14.120, de 2021, mas a iniciativa de redução do subsídio gerou alguns efeitos adversos (BRASIL, 2020; BRASIL, 2021; ANEEL, 2022a):

- Aumento expressivo de novos projetos: para aproveitar a regra de transição, houve um aumento expressivo de novos pedidos de autorização para implantação de geração renovável;
- Aumento da migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL): por serem mais competitivos, os novos projetos devem aumentar a migração de consumidores do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para o ACL, o que tende a levar a uma sobrecontratação das distribuidoras, e
- Congestionamento de rede: a grande quantidade de projetos congestionou as redes de transmissão, gerando riscos de atrasos e multas para projetos autorizados antes das mudanças normativas.

Para tentar sanar o congestionamento de rede induzido pela mudança regulatória, a ANEEL propôs, por meio da Resolução Normativa Nº 1.065/2023, a criação de mecanismo regulatório excepcional. O mecanismo envolve a adesão voluntária para revogação da outorga de geração, com devolução das garantias de fiel cumprimento e isenção de multas administrativas e autorização ao ONS para rescisão do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) sem aplicação das multas rescisórias (36 meses de Encargo de Uso do Sistema de

Transmissão - EUSTs).

Tal medida seria destinada a agentes de geração sem inadimplência de encargos setoriais, que não possuam débitos de EUST devidos às transmissoras e que não possuam contratos de energia comercializados no ACR. Para tal, os agentes deveriam:

- Apresentar demonstração de interesse prévio;
- Assinar e apresentar termo de renúncia ao direito a ações judiciais, processos administrativos ou litígio arbitrais cujo objeto trate de questionamento ao pagamento de Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST), multas rescisórias de CONTRATO DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO (CUST) e postergação da data de entrada em operação comercial, e
- Apresentar declaração da transmissora de que está ciente e concorda com a rescisão desses contratos.

Embora tal medida remediasse o efeito pontual dos congestionamentos de rede causados pelo excesso de pedidos de outorga decorrentes da mudança das regras de subsídios das tarifas de transmissão, ainda resta endereçar o descompasso estrutural entre necessidade de expansão de transmissão para permitir o escoamento da geração de novos projetos a serem construídos, entre outros motivos, para fins de suprimento de eletrolisadores produtores de H₂V.

3.1.2 *Constrained off*

Nos termos do Artigo 13 da Resolução Normativa (REN) da ANEEL nº 1.030/2022, eventos de restrição operacional (*constrained off*) ocorrem quando a geração de energia de usinas eólicas despachadas de forma centralizada – ou de um grupo de usinas incluídas na programação – é reduzida por determinação do ONS, devido a fatores externos às instalações dessas usinas (ANEEL, 2022b).

O ONS classifica os eventos de restrição de operação de acordo com sua motivação, sendo definidos em ANEEL (2022b) como:

- Razão de indisponibilidade externa: decorrentes da indisponibilidade em infraestruturas externas às usinas, como, por exemplo, falhas na rede de transmissão;
- Razão de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica: originados por motivos de confiabilidade elétrica associadas a infraestruturas externas às usinas, mesmo quando a rede de transmissão se encontra disponível, ou
- Razão energética: decorrentes da incapacidade de direcionamento da energia para a carga, ou seja, mesmo com a rede de transmissão operante, o ONS exclui as usinas da programação devido à impossibilidade de acomodar a geração.

Quando há um evento de restrição de operação por razão de indisponibilidade externa, o agente gerador poderá fazer jus a um ressarcimento. Para tal, o ONS deverá calcular a referência de geração de energia decorrente de evento de restrição de operação a partir da curva de produtividade da usina eólica, que relaciona potência de saída da usina e velocidade do vento, desconsiderando eventuais reduções de geração associadas a restrições indicadas no parecer de acesso da usina.

Os pagamentos dos montantes financeiros relativos aos eventos de restrição de operação por *constrained-off* serão realizados por meio de ESS – Encargo de Serviço de Sistemas (ANEEL, 2022b):

$$\text{Frustração de geração} = \min(G_{anem}; E_{cont}) - G_{ver} \quad (1)$$

Onde:

G_{anem} : geração estimada em função da velocidade do vento medido no anemômetro;

E_{cont} : montante de energia vendida em contratos (Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, Contrato de Energia de Reserva – CER e Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA); e garantia física, no caso de usinas não contratadas dessa forma;

G_{ver} : energia gerada.

O ressarcimento da frustração de geração é valorado ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) do submercado do período de comercialização da restrição. O pagamento desse valor somente ocorre quando o total de horas acumuladas ao longo do ano civil ultrapassar 78h. Esse limite pode ser revisado pelo ONS, levando em consideração a média de indisponibilidade verificada nos últimos cinco anos civis, aplicada às Funções de Transmissão com níveis de tensão entre 230 kV e 500 kV (ANEEL, 2022b).

As regras para *constrained off* de geração fotovoltaica foram definidas na Resolução Normativa nº 1.030/2022 (ANEEL, 2022b), após consulta pública, com uma proposta baseada nas regras vigentes para eólicas. O documento mantém a definição de três tipos de eventos de restrição de operação: razão de indisponibilidade externa; razão de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica e razão energética, sendo que apenas a primeira classificação dá direito a recebimento por restrição de operação.

A principal diferença em relação às usinas eólicas é que aqui é considerada a classificação das usinas solares (UFV, para usinas fotovoltaicas). A Resolução propõe que apenas UFVs Tipo I, II-B e II-C

sejam consideradas para recebimento no caso de restrição de operação (ONS, 2021):

- Tipo I (ainda não existentes): Possuem programação e despacho centralizado, e atendem aos processos estabelecidos nos Procedimentos de Rede relacionados a ampliações e reforços, planejamento e programação da operação, normatização, pré-operação, operação em tempo real e pós-operação;
- Tipo II-B: São aquelas para as quais se identifica a necessidade de informações ao ONS, para possibilitar a sua representação individualizada nos processos de planejamento e operação eletroenergética do SIN. Apresentam limitações que impedem o atendimento ao despacho centralizado de forma sistemática;
- Tipo II-C: Constituem conjunto de usinas que, embora individualmente não impactam a operação do SIN, quando analisadas em conjunto com outras usinas que compartilham o mesmo ponto de conexão, totalizam uma injeção de potência significativa em uma determinada subestação do SIN, ou
- Tipo III: Não possuem programação nem despacho centralizados e, por este motivo, não possuem relacionamento operacional com o ONS.

O Procedimento de Rede do ONS indica a responsabilidade dos agentes de geração solar fornecerem os dados e informações necessários para o Programa Diário de Operações – PDO (ONS, 2023b). Depois, caberia ao ONS calcular a referência para a frustração da geração de energia resultante de eventos de restrição operacional por *constrained-off* das UFVs, seguindo os critérios técnicos definidos nos Procedimentos de Rede (BRITO, 2022). Esse cálculo seria proveniente de curva de produtividade.

A Resolução indica que três pontos devem ser considerados no cálculo da referência da frustração de geração de energia:

- Devem ser descontadas as restrições já previstas no parecer de acesso;
- Para UFVs Tipo II-C, propõe-se que o rateio se dê proporcionalmente à capacidade instalada de cada UFV integrante do conjunto, e
- Todas as informações utilizadas pelo ONS no cálculo sejam disponibilizadas pelo ONS em plataforma de acesso público.

Após estudo das alternativas previstas no Relatório de Análise de Impacto Regulatório, a Resolução indica que, além de definir que apenas restrições motivadas por razão de indisponibilidade externa sejam sujeitas a recebimento de ressarcimento, tal indisponibilidade externa seja considerada apenas quando ultrapassar 30 horas e 30

minutos por ano civil (ANEEL, 2022b).

Além disso, é proposto que, para que a energia de referência não supere o montante de venda de energia, seja adotada a fórmula expressa na Equação (2):

$$G_{ESS} = \min[\max(E_{cont} - G_{ver}; 0); G_{frust}] \quad (2)$$

Onde:

G_{ESS} : montante energético para apuração dos ESS;

E_{cont} : montante de energia vendida em contratos associados à respectiva Central Geradora Fotovoltaica, no caso de CCEAR e CER; e garantia física, no caso de centrais não contratadas dessa forma;

G_{ver} : energia gerada; e

G_{frust} : frustração de geração da Central Geradora Fotovoltaica obtida pelo rateio da frustração de geração do conjunto (caso aplicável), estimada em função das variáveis meteorológicas obtidas das medições solarimétricas e da energia gerada do conjunto.

Da mesma forma que no caso das eólicas, o ressarcimento será feito por meio da valoração da geração frustrada pelo PLD. Ou seja, segue-se sem a devida valoração dos atributos ambientais da geração frustrada, tão importantes para fins de produção do H2V síncrono.

3.2 Desafios regulatórios relacionados à tarifação pelo uso de transmissão

A metodologia de formação da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) tem, desde 1999, duas parcelas, com detalhamento de cálculo na Nota Técnica nº 003/1999-SRT/ANEEL (ANEEL, 1999):

- Parcela Locacional: representa os efeitos dos usuários sobre o sistema de transmissão em determinadas situações, distribuindo os custos com base em metodologias locacionais, em que a posição geoeletrica adotada influencia o impacto da carga e da geração nos fluxos que percorrem as infraestruturas de transmissão, e
- Parcela Selo: necessária a incorporação de uma parcela adicional, dado que somente a Parcela Locacional não é suficiente para recuperar totalmente a receita exigida para cobrir os custos do sistema.

Entretanto, a avaliação da ANEEL apresentada na Nota Técnica nº 86/2022-SGT/ANEEL é que a componente locacional das TUSTs não está cumprindo satisfatoriamente com suas funções fundamen-

tas, quais sejam (ANEEL, 2022d):

- assegurar maiores encargos para quem mais onera o Sistema Interligado Nacional (SIN), e
- otimizar o uso racional do SIN.

Esse problema foi, na visão da ANEEL, intensificado pela característica da expansão da geração no SIN desde a entrada das fontes renováveis – solar e eólica – já que suas instalações se localizam prioritariamente no Nordeste.

Para buscar endereçar os desafios identificados pela ANEEL, foi aberta a Consulta Pública (CP) 39/2021 (ANEEL, 2022e). Nessa CP, foram identificados cinco principais desafios, agrupados em dois tipos, como ilustrado na Figura 1 (ANEEL, 2022c).

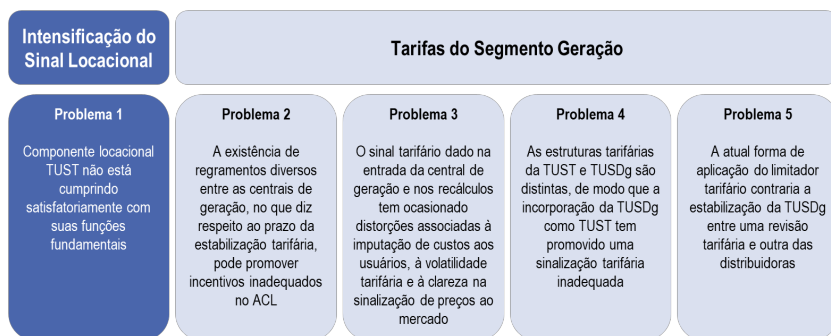


Figura 1 - Desafios regulatórios AIR (Análise de Impacto Regulatório) nº 02/2021-SGT/ANEEL

Para o Problema 1, a solução proposta pela ANEEL – e aprovada – é uma mescla de duas alternativas propostas durante o processo de consulta pública:

- Alternativa 1 (situação atual): Sinal locacional com fator de ponderação livre (fator de ponderação excursionando entre 0 e 1) e despacho proporcional por submercado, e
- Alternativa 2A: Sinal locacional com fator de ponderação livre (fator de ponderação excursionando entre 0 e 1) e despacho proporcional Brasil (ou unificado) considerando a aplicação linear do Fator de Demanda (FD) sobre os Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) contratados do segmento consumo, somente para fins de cálculo do fluxo de potência utilizado na composição da parcela locacional da TUST.

A metodologia final considerará uma combinação 50%/50% de cada alternativa na composição da TUSD, mas foi considerada uma

transição suave até que se atinja esse arranjo, conforme proporções demonstradas na Figura 2 (ANEEL, 2022c).

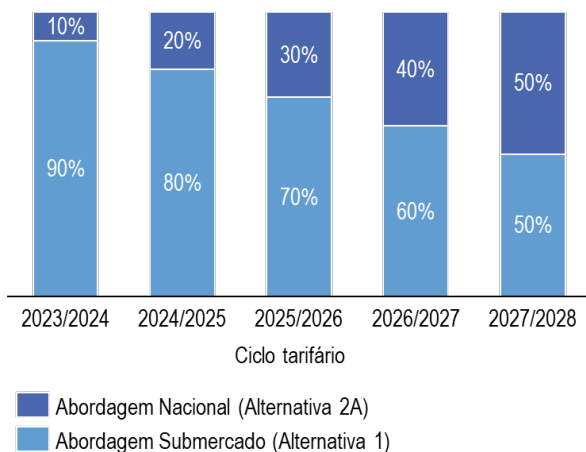


Figura 2 - Proporções, ao longo dos anos, das alternativas de soluções na composição da TUST

Segundo a ANEEL, a nova metodologia irá reduzir a tarifa paga pelos consumidores em locais onde há mais geração, ou seja, regiões NE e N, em cerca de 0,8 e 2,4%, respectivamente. Por outro lado, a metodologia encarecerá a tarifa para os geradores dessas mesmas regiões, com o impacto podendo chegar a 6,5%.

Uma questão que tem gerado grande discussão é que a ANEEL entende que não pode haver diferenciação entre geradores já conectados à rede e novos geradores. Isso tem dois impactos principais:

- Para usinas que vendem no ACL, haverá certamente repasse do aumento de custos para o consumidor, e
- Para usinas com contratos vigentes no ACR, a TUST é um custo afundado não gerenciável, portanto esse aumento impactará a margem do gerador.

A discussão gerou o Projeto Decreto Legislativo – PDL 365/2022, que susta e revoga as Resoluções Normativas publicadas pela ANEEL, aprovado na Câmara dos Deputados e que está em análise na Comissão de Serviços de Infraestrutura do Senado (CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2022). Portanto, dada a sensibilidade do tema, considera-se que há potencial risco de judicialização do assunto.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este estudo trouxe uma discussão sobre desafios regulatórios relacionados à transmissão de energia, relevantes para o desenvolvimento de cadeias do H2V. Foram apresentados os principais desafios identificados para a transmissão de grandes volumes de energia elétrica, assim como algumas das discussões e soluções trazidas pelo Órgão Regulador, na tentativa de evitar prejuízos os agentes de mercado e ao consumidor.

As questões apontadas são ainda muito recentes e têm surgido em paralelo ao aumento da penetração de fontes renováveis no SIN. O setor está se transformando e se reconfigurando com a inserção de novas fontes associadas ao aumento do consumo. Da mesma forma, a elevada demanda elétrica dos eletrolisadores tende a intensificar essa transformação, considerando um cenário de novos mercados de H2V no Brasil.

Ao mesmo tempo, o que se observa é uma constante mudança e adaptação do setor aos novos desafios. As instituições do SEB têm atuado ativamente para adaptar as regras e procedimentos do setor elétrico à transformação da matriz. Muitas notas técnicas, resoluções e relatórios de avaliação têm surgido nesse sentido, frequentemente acompanhados de consultas públicas para também contemplar a visão das principais partes interessadas e entender os possíveis desdobramentos de suas decisões, o que é uma sinalização positiva para os agentes do setor.

É importante destacar que muitos dos desafios regulatórios também são resultados de uma questão física, relacionada à necessidade de expansão da capacidade de transmissão, o que por sua vez, é atribuição do planejamento (Empresa de Pesquisa Energética – EPE e Ministério de Minas e Energia – MME). Dessa forma, como sugestão de estudos futuros propõe-se investigar como esses órgãos estão atuando para considerar o transporte de eletricidade referente a novos projetos de H2V e se há um alinhamento com as diretrizes da regulação e as necessidades identificadas pelo Operador.

5. AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer a Auren Energia pelos suportes técnico e financeiro para elaboração deste artigo, que faz parte do projeto “Habilitadores Técnicos e Regulatórios para a Viabilização de um Mercado de Hidrogênio Verde Síncrono no Brasil”, desenvolvido no âmbito do Programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação da Agência Nacional de Energia Elétrica (PDI ANEEL).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL, 1999. Nota Técnica nº 003/1999-SRT/ANEEL. Manual da Metodologia Nodal para cálculo de tarifas de uso dos sistemas elétricos. Brasília-DF: 1999.

ANEEL, 2022a. Análise sobre o acesso à transmissão no cenário de expansão de geradores eólicos e fotovoltaicos. Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 2/2022-SRT-SRG-SCG-SFG/ANEEL. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/air2022002srt.pdf>. Acesso em dezembro 2023.

ANEEL, 2022b. Resolução Normativa ANEEL nº 1.030/2022. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221030.html>. Acesso em dezembro 2023.

ANEEL, 2022c. Resultado Parcial do Sinal Locacional – TUST/TUS-Dg. Relatório Parcial de Análise de Impacto Regulatório nº 02/2022-SGT/ANEEL. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_idDocumento=46980&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp. Acesso em dezembro 2023.

ANEEL, 2022d. Nota Técnica nº 86/2022–SGT/ANEEL. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_idDocumento=46979&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp. Acesso em dezembro 2023.

ANEEL, 2022e. Consulta Pública nº 39/2022. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_idDocumento=47466&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp. Acesso em dezembro 2023.

ANEEL, 2023. Resolução Normativa N° 1.065/2023. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=51936&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp. Acesso em dezembro 2023.

BRITO, E. H. G. Constrained-off: A enxaqueca dos geradores, agora em versão fotovoltaica. 18 de outubro de 2022. Disponível em: < <https://www.linkedin.com/pulse/constrained-off-enxaqueca-dos-geradores-agora-em-garcia-de-brito/>>. Acesso em janeiro de 2025.

BRASIL, 2020. Medida Provisória nº 998. Disponível em: <https://legislacao.presidencia.gov.br/atos/?tipo=MPV&numero=998&ano=2020&ato=dfeAzYE1UMZpWTc41>. Acesso em dezembro 2023.

BRASIL, 2021. Lei nº 14.120. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/leis/lei-n-14-120-2021.pdf/view>. Acesso em dezembro 2023.

CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2022. Projeto Decreto Legislativo – PDL 365/2022. Disponível em: <https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/15510>. Acesso em dezembro 2023.

DEPARTMENT FOR ENERGY SECURITY & NET ZERO, 2023. UK Low Carbon Hydrogen Standard. Disponível em: <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6584407fed3c3400133bfd47/uk-low-carbon-hydrogen-standard-v3-december-2023.pdf> =. Acesso em dezembro de 2023.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 2021. Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio, Nota Técnica. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/Hidrogênio_23Fev-2021NT\(2\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/Hidrogênio_23Fev-2021NT(2).pdf).

EUROPEAN COMMISSION, 2023. Commission Delegated Regulation (Eu) 2023/1184. Disponível em: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv%3AOJ.L_.2023.157.01.0011.01.ENG&toc=O-J%3AL%3A2023%3A157%3ATOC. Acesso em dezembro de 2023.

IEA - International Energy Agency, 2022. Global Hydrogen Review. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>

MME - Ministério de Minas e Energia, 2021. Programa Nacional do Hidrogênio - Proposta de Diretrizes. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-apresenta-ao-cnpe-proposta-de-diretrizes-para-o-programa-nacional-do-hidrogenio-pnh2/HidrognioRelatriodiretrizes.pdf>>

ONS, 2021. Boletim Mensal de Geração Solar Fotovoltaica Fevereiro/2021. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim%20Mensal%20de%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Solar%202021-02.pdf>. Acesso em dezembro 2023.

ONS, 2023a. Manual de Procedimentos da Operação. Módulo 5 - Submódulo 5.13. Disponível em: https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F4.%20Rotinas%20Operacionais%20-%20SM%205.13%2F4.3.%20Rotinas%20P%C3%B3s-Opera%C3%A7%C3%A3o%2F4.3.2.%20Apura%C3%A7%C3%A3o%20de%20Dados%2FRO-AO.BR.13_Rev.04.pdf. Acesso em dezembro 2023.

ONS, 2023b. Programação Diária da Operação. Submódulo 4.5. Disponível em: https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/S%C3%BAbmodulo%204.5-RS_2023.08.pdf. Acesso em dezembro 2023.