

DESAFIOS REGULATÓRIOS PARA A INTEGRAÇÃO E OPERAÇÃO DE SMART ENERGY HUBS NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Monaliza SILVA *
PPGES POLI-UPE
Brasil
mcss1@poli.br

Roberto DIAS
Clean Horizon / POLI-UPE
Brasil
roberto.dias@upe.br

Eduardo SODRÉ
POLI-UPE
Brasil
eas@poli.br,
easodre@gmail.com

Andreza ANDRADE
Consultora Independente
Brasil
andrezasa@gmail.com

Bruno BERTINO
PPGES POLI-UPE
Brasil
bbsc@poli.br

SUMÁRIO

No atual contexto da transição energética, marcado por novos paradigmas no setor elétrico, observa-se o surgimento de arranjos técnico-operacionais denominados *Smart Energy Hubs* (SEH). Esses arranjos integram, em um mesmo ponto de conexão, múltiplas tecnologias de geração renovável, sistemas de armazenamento de energia e cargas intensivas ou flexíveis, operando de forma coordenada e bidirecional com a rede elétrica. No Brasil, embora apresentem elevado potencial para otimizar a expansão e a operação da infraestrutura de transmissão, contribuindo para ampliar a flexibilidade operativa e a confiabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN), sua inserção enfrenta desafios regulatórios, pois o arcabouço vigente foi concebido para modelos tradicionais e segregados de geração e consumo.

Nessa perspectiva, o presente trabalho tem como objetivo analisar os principais desafios regulatórios associados à integração e à operação de *Smart Energy Hubs* ao Sistema Interligado Nacional, com foco nos aspectos de acesso, contratação do uso do sistema de transmissão e operação. Busca-se, ainda, propor diretrizes para a modernização do arcabouço regulatório brasileiro, de modo a reconhecer a natureza híbrida, integrada e bidirecional desses arranjos, alinhando a contratação do uso da rede ao seu comportamento elétrico efetivo e valorizando os benefícios sistêmicos proporcionados pela flexibilidade operativa e pelo armazenamento de energia.

PALAVRAS-CHAVE

Armazenamento de Energia; Regulação do Setor Elétrico; Sistema Interligado Nacional; Smart Energy Hub; Transmissão de Energia Elétrica.

1 INTRODUÇÃO

A transição energética global exige infraestruturas inovadoras capazes de integrar múltiplas fontes de energia renovável com tecnologias avançadas de armazenamento e conversão. Nesse contexto, os *Energy Hubs* (EHs) surgem como um conceito fundamental para viabilizar a descarbonização em larga escala e otimizar o fluxo de portadores de energia como eletricidade, calor, hidrogênio e combustíveis sintéticos em sistemas interconectados [1-3]. Estudos recentes destacam seu papel estratégico na ligação entre geração renovável—como eólica onshore e offshore, solar fotovoltaica (PV) e soluções híbridas de armazenamento—e aplicações intensivas em energia, como produção de hidrogênio e data centers alimentados por eletricidade de baixo carbono [4].

Embora possam trazer benefícios potenciais para o sistema elétrico, como otimização do uso da rede no compartilhamento das instalações, maior previsibilidade da carga, redução de perdas e potencial flexibilidade operativa, esses arranjos podem enfrentar barreiras importantes na etapa de integração e operação aos Sistemas Elétricos. Consideramos que um dos principais entraves atualmente é no âmbito regulatório. A regulação vigente, especialmente relacionada à contratação da rede, pagamento dos encargos de uso do sistema e operação foram concebidas para modelos tradicionais de geração e consumo e não contemplam adequadamente configurações diversas e integradas.

Este artigo tem como objetivo principal discutir os principais desafios regulatórios associados à conexão de *Energy Hubs* ou Hubs Energéticos no Brasil e propor diretrizes para uma modernização normativa, de forma a permitir sua integração segura, eficiente, incentivada e não discriminatória ao SIN. Este artigo utiliza como base um estudo exploratório composto por três etapas: na Seção 2 será apresentado um levantamento normativo dos principais dispositivos que regulam o acesso, contratação e operação de usuários ao sistema elétrico brasileiro; na Seção 3 serão apresentados e analisados cenários hipotéticos de Hubs Energéticos híbridos com arranjos distintos de geração (solar, eólica, H₂V) e carga (data centers, eletrolisadores); na Seção 4 será apresentada uma proposta regulatória para o Brasil, considerando que é imprescindível o desenvolvimento dos Hubs Energéticos para a descarbonização brasileira e mundial; e na Seção 5 serão apresentadas as conclusões do trabalho.

2 REFERENCIAL NORMATIVO E REGULAÇÃO ATUAL NO BRASIL E NO MUNDO

O referencial normativo para o acesso de usuários ao sistema elétrico brasileiro é amparado principalmente pelo Módulo 5 das Regras de Transmissão da ANEEL [5], os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST), os Procedimentos de Rede estabelecidos pelo ONS e Resoluções Normativas da ANEEL, como a REN n° 1.000/2021 [6], a REN n° 1.029/2022 [7] e REN n° 1.122/2025 [8]. O processo de acesso é fundamentado pela cooperação técnica e regulatória entre usuário, agente conectado (transmissora ou distribuidora) e instituições do setor, garantindo que a expansão da matriz elétrica ocorra com segurança operativa, isonomia e conformidade técnico-regulatória.

O usuário inicia o ciclo como o principal interessado, sendo responsável por fornecer dados técnicos detalhados e realizar os estudos de pré-viabilidade que sustentam seu pedido de conexão. Para os casos de acesso à rede de transmissão, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) atua como coordenador, realizando as análises pertinentes sobre a viabilidade do acesso no ponto de conexão pretendido e emite o Parecer de Acesso, documento essencial que define as condições de conexão e os requisitos mínimos para integração do usuário ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Nos casos de acesso à rede de distribuição, a distribuidora responsável pela área de concessão realiza os estudos cabíveis para acesso do usuário interessado. Cabe dizer que, em alguns casos, a distribuidora pode requerer ao ONS um Parecer Técnico para estudo dos impactos

do acesso requerido ao sistema de distribuição sobre o sistema de transmissão a fim de complementar a documentação de acesso sob sua responsabilidade.

O agente acessado, por sua vez, viabiliza o acesso à infraestrutura da subestação, fornece informações técnicas dos equipamentos, acompanha a implantação das instalações de conexão assegurando integração física e operacional, executa ou supervisiona reforços necessários em seus equipamentos, além de formalizar a relação comercial com o usuário por meio da celebração de Contratos de Conexão (CCT ou CCD). Por fim, a ANEEL exerce o papel de poder concedente e regulador, estabelecendo as diretrizes normativas, emitindo a outorga necessária para a operação do usuário e fiscalizando o cumprimento dos prazos e obrigações de cada parte.

Esse arranjo normativo assegura que o direito ao acesso seja exercido de forma ordenada, vinculando as responsabilidades técnicas e financeiras entre as partes, desde a solicitação de acesso até a efetiva entrada em operação comercial do usuário.

Cumprir destacar que, no âmbito das tecnologias de armazenamento de energia, a NOTA TÉCNICA CONJUNTA Nº 13/2025-SGM-SCE-STD-STE-STR-SFT/ANEEL [9], emitida em agosto de 2025, encerrou a segunda fase da Consulta Pública nº 39/2023, voltada à obtenção de subsídios para o aprimoramento da minuta de Resolução Normativa relativa à regulação dos Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica (SAE). Posteriormente, o referido documento foi complementado pela NOTA TÉCNICA CONJUNTA Nº 3/2026-SGM-SCE-STD-STR-SFT/ANEEL [10], a qual promoveu ajustes à análise original em decorrência da publicação da Lei nº 15.269/2025 [11], marco relevante ao estabelecer diretrizes para a regulamentação da atividade de armazenamento no Brasil, bem como ao formalizar a competência da ANEEL para regular, fiscalizar e definir regras de acesso, remuneração e contratação de serviços associados, incluindo mecanismos de incentivo ao setor.

Não obstante os avanços institucionais e normativos observados, permanece o entendimento de que o arcabouço regulatório aplicável aos SAE ainda se encontra em desenvolvimento. Nesse sentido, a Nota Técnica Conjunta nº 3/2026 [10] evidencia a necessidade de adequações, notadamente quanto ao modelo de outorga, em função do novo enquadramento legal da atividade. Assim, a regulação relativa ao acesso, contratação e integração desses sistemas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) ainda se encontra em processo de consolidação, o que pode implicar prazos mais extensos para a definição de regras e, conseqüentemente, impactar a atratividade do ambiente para investimentos, em especial de capital estrangeiro.

2.1 Contratação e Remuneração Associada ao Sistema de Transmissão

O Contrato de Uso do Sistema de Transmissão, o CUST, é celebrado entre o ONS e os usuários conectados ao sistema de transmissão. Ele estabelece os termos e condições gerais que irão regular o uso da Rede Básica pelos usuários do sistema de transmissão. Além disso, nele os usuários contratam os Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) que pretendem injetar ou demandar da rede. A assinatura do CUST é condicionada à emissão do Parecer de Acesso pelo ONS, que é o documento técnico que consolida as avaliações de viabilidade técnica do acesso do usuário à rede de transmissão [12].

Conforme disposto no Módulo 5 das Regras do Serviço de Transmissão [5], o MUST contratado por centrais de geração será dado pelo valor, declarado pelo usuário, da máxima potência elétrica injetável no sistema, que deverá ser no mínimo igual à potência instalada subtraída da carga própria. Em relação às unidades consumidoras e distribuidoras, a regulação estabelece que os MUST contratados deverão corresponder à máxima demanda anual de potência elétrica, por ponto de conexão e horário de contratação (horários na ponta e fora da ponta).

Ainda conforme Módulo 5 das Regras do Serviço de Transmissão [5], os Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST) são calculados mensalmente multiplicando-se os valores de

MUST pelas denominadas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), por ponto de conexão e horário de contratação. Ressalta-se que os MUST considerados no cálculo dos encargos de uso são determinados como o maior valor entre o contratado e o verificado por medição de potência elétrica e a RAP associada aos ativos da Rede Básica têm sua arrecadação mediante o estabelecimento das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST).

Para os agentes de geração, o EUST, sem considerar a parcela de ultrapassagem, é calculado de acordo com a Equação 1.

$$EUST = MUST * TUST \quad (1)$$

Assim, dentro do contexto dos Hubs Energéticos em que estão inseridos diversos usuários a serem integrados em um único ponto da rede, a múltipla contratação, de acordo com as regras atuais, poderia representar um fator limitante para esse arranjo em particular. No entanto, conforme regulação vigente, já existe um modelo de contratação de centrais geradoras híbridas e associadas que possibilita a contratação de um único CUST para o conjunto híbrido ou associado dentro de uma faixa que varia entre (i) a soma das potências elétricas ativas nominais da tecnologia de geração de maior participação na Central Geradora Híbrida ou centrais geradoras associadas; e (ii) a soma das potências elétricas ativas nominais de todas as tecnologias de geração, sendo essa faixa denominada de Faixa de Potência.

Nessa perspectiva, a proposta do presente trabalho é sugerir que uma contratação do uso da rede de transmissão de forma otimizada, para geradores e cargas dentro de um Hub Energético. Este pode ser um caminho promissor para viabilizar projetos cuja contratação única seja inferior ao somatório das potências instaladas individuais. Isto pode promover alívio no pagamento dos encargos da rede, bem como otimizar as instalações de interesse restrito e conseqüentemente postergar ampliações e reforços no sistema [13].

2.2 Operação em Tempo Real

No âmbito operacional, ainda não há regulação vigente quanto aos requisitos mínimos para o relacionamento entre o ONS e um Hub Energético, sendo o Parecer de Acesso e o Parecer Técnico de Modalidade de Operação (PTMO), ambos emitidos pelo ONS, documentos que orientam o endereçamento dos requisitos técnicos e operacionais necessários à integração ao SIN; adicionalmente, a classificação da modalidade de operação das usinas, formalizada via PTMO, influencia diretamente o nível de relacionamento operacional com o ONS, com impactos nos investimentos do agente em sistemas de supervisão e telecomunicações.

No Brasil, o ONS realiza o planejamento da operação eletroenergética de forma antecipada por meio de modelos de otimização e elabora o Programa Mensal de Operação Energética (PMO) que estabelece diretrizes estratégicas com base em variáveis sujeitas a incerteza, como previsões hidrológicas, carga e indisponibilidades programadas.. No curtíssimo prazo, elabora o Programa Diário da Operação (PDO), visando o suprimento das demandas previstas nas melhores condições eletroenergéticas, respeitando restrições operativas e a integridade dos equipamentos. Nesse contexto, usinas com relacionamento operacional são programadas conforme sua classificação: aquelas centralmente despachadas (Tipos I e II-A) têm sua geração definida pelo modelo DESSEM e recebem referências do PDO, enquanto usinas não centralmente despachadas (Tipos II-B e II-C), como eólicas e fotovoltaicas, têm sua geração estimada para fins de balanço e avaliação da viabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN).

A inserção de Hubs Energéticos nesse ambiente impõe desafios relevantes à programação diária, tendo em vista que o modelo DESSEM foi concebido para perfis definidos de geração ou consumo, ao passo que os hubs apresentam operação híbrida e integração de múltiplos vetores energéticos com distintos níveis de previsibilidade. Tal complexidade demanda aprimoramentos na modelagem, com incorporação de variáveis adicionais, como armazenamento, disponibilidade de hidrogênio e flexibilidade de carga. Ademais, observa-se lacuna regulatória quanto à

classificação da modalidade de operação para consumidores e sistemas de armazenamento, atualmente restrita a centrais geradoras, de modo que o relacionamento operacional entre o Hub Energético e o ONS permanece condicionado à classificação das usinas integrantes do arranjo.

2.3 Perspectiva Internacional

A contratação do uso da rede de transmissão constitui um aspecto central a ser considerado, dado o seu impacto econômico em projetos que integram múltiplos elementos tecnológicos interconectados, como os Hubs Energéticos. No cenário internacional, diferentes países adotam metodologias específicas para alocação dos custos de transmissão, refletindo aspectos regulatórios, estruturais e de mercado. Enquanto alguns modelos priorizam sinais locais fortes para orientar investimentos, outros optam por mecanismos de socialização dos custos entre consumidores. Observar essas experiências internacionais é fundamental para compreender tendências globais e possíveis caminhos de evolução para o Brasil.

Segue apresentado na Tabela 1 o quadro comparativo com o modelo de pagamento dos encargos de uso do sistema de transmissão da Europa (UE/UK), Chile, Estados Unidos e Brasil:

Tabela1 - Quadro Comparativo do Modelo dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão

Região / País	Quem paga	Critério principal	Sinal locacional	Particularidades	Armazenamento de Energia
Europa (UE/UK)	Geradores e consumidores	Transmission Use of System Charges (modelo entry-exit)	Moderado a forte (forte no Reino Unido e mais fraco em alguns países da EU)	Tarifa de entrada (geração) + saída (consumo); incentivos locais	Tratamento híbrido; discussão sobre dupla cobrança (em evolução regulatória)
Chile	Consumidores finais (forte socialização)	Pedágios de Transmissão	Muito fraco	Custos da transmissão nacional são socializados; transmissão dedicada paga pelo solicitante	Tratado como consumidor ao carregar e como gerador ao descarregar; impacto menor devido à forte socialização dos custos
EUA	Consumidores e geradores (dependendo do contrato)	Tarifas definidas por ISOs/RTOs sob supervisão da FERC + LMP (mercado)	Muito forte (nodal - LMP)	Reflete congestionamento e perdas em tempo real	Tratado como carga e geração; pode ser remunerado em mercados de energia e serviços ancilares; ainda há casos de dupla cobrança
Brasil	Geradores e consumidores	TUST (Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão)	Fraco	Custos amplamente socializados; tarifas pouco variam por localização	Não há regulação específica; tende a seguir a lógica de consumidor/gerador, podendo haver dupla cobrança semelhante a europeia

Fonte: Elaborado pelo autor com base em [14-20].

O Brasil adota um modelo de custeio da transmissão semelhante ao europeu, envolvendo tanto geradores quanto consumidores no pagamento, mas com sinal locacional menos intenso — ou seja, as tarifas variam pouco conforme a ponto de conexão. No Chile, a socialização dos custos é ampla entre consumidores, e os geradores praticamente não arcam com despesas de transmissão. Já nos EUA, o sistema é mais dinâmico, refletindo congestionamentos e perdas reais através de preços locais (LMP), o que torna as tarifas altamente diferenciadas por localidade [18].

Em relação ao armazenamento de energia, na Europa é adotada a cobrança na carga e na descarga: ao carregar, o usuário armazenador paga o encargo na modalidade consumo; ao descarregar, é

tratado como gerador e paga o encargo como gerador. Porém, há discussões entre os países da UE sobre evolução regulatória para isenção de uma dessas tarifas de modo a incentivar a disseminação da tecnologia [14][15]. Nos EUA, a regulação flexibiliza a participação do armazenamento, permitindo sua remuneração em mercados de energia e serviços ancilares, apesar de ainda haver casos da dupla cobrança [18-20].

Já no Chile, o armazenamento segue a lógica de consumidor e gerador: paga tarifas de transmissão ao carregar e pode ser remunerado como central de geração ao descarregar. Contudo, como o modelo chileno é fortemente baseado na socialização dos custos de transmissão entre consumidores, o impacto da dupla cobrança tende a ser menor que na Europa. Ainda assim, a Comisión Nacional de Energía (CNE) tem discutido ajustes regulatórios para ampliar a competitividade do armazenamento, especialmente frente ao crescimento de sistemas de armazenamento de energia na matriz elétrica do país [17].

No caso do Brasil, ainda não há uma regulação específica para o enquadramento do armazenamento no pagamento pelo uso da transmissão, o que tende a reproduzir a lógica aplicada a geradores e consumidores e, portanto, pode resultar em situações de dupla cobrança semelhantes às observadas na Europa. Assim, o modelo brasileiro tende a se posicionar entre o europeu e o chileno, com socialização dos custos e baixa diferenciação locacional, mas distante do modelo americano, que proporciona sinais tarifários mais granulares.

No entanto, cabe salientar que a definição de um marco regulatório claro para o Brasil será fundamental para estimular a adoção do armazenamento em larga escala, equilibrando a necessidade de justa alocação de custos com a valorização dos benefícios sistêmicos que essa tecnologia pode oferecer.

3 ESTUDOS DE CASO

A seguir, são apresentados na Tabela 2 os cenários representativos para análise. Cada cenário será analisado no âmbito da contratação do uso da transmissão e operação do sistema, considerando-se as regras atuais e as evoluções regulatórias possíveis. Adotou-se como premissa que em cada um dos cenários os usuários que compõem o Hub Energético compartilham a mesma instalação e estão conectados à Rede Básica.

Tabela 2 – Descrição dos Cenários Hipotéticos

Elemento	Cenário 1	Cenário 2
Fontes geradoras	Centrais Geradoras Associadas: Conjunto Fotovoltaico A (potência líquida: 80 MW) Conjunto Eólico B (potência líquida: 100 MW)	Centrais não associadas: Solar (40 MW) Eólica (60 MW)
Cargas	Data Center (montantes de uso ponta e fora ponta: 100 MW)	Eletrolisador flexível (40 MW - 80 MW) Data center (20 MW)
Sistema de Armazenamento em Baterias	30 MW / 1800 MWh	30 MW / 1800 MWh

Fonte: Próprio Autor.

3.1 Análise dos cenários

Cenário 1:

Para o conjunto de usinas eólicas e fotovoltaicas associadas, conforme regramento vigente, o CUST é firmado por associação. Dessa forma, para o cenário 1, a faixa de potência da associação (subtraindo-se as cargas próprias) varia de 100 MW a 180 MW. Assim, quando da assinatura do CUST da associação, o MUST é único e é dado pelo valor declarado pelo usuário que deverá estar dentro dos limites da faixa de potência subtraídas as parcelas correspondentes às cargas próprias de cada tecnologia de geração.

Para o Datacenter, conforme Regras de Transmissão da ANEEL, a avaliação técnica do acesso deverá observar o critério de mínimo custo global, segundo o qual é escolhida a alternativa tecnicamente equivalente de menor custo de investimentos, considerando as instalações de conexão de responsabilidade do acessante, os reforços, as ampliações e os custos decorrentes das perdas elétricas do sistema. É levado em consideração nesta avaliação a demanda declarada pelo consumidor e a análise é realizada dentro do horizonte de planejamento. Sendo assim, a contratação do uso do sistema de transmissão deverá seguir a demanda declarada pelo agente e analisada pelo MME. Esta contratação pode ser feita para o montante total da carga ou de maneira parcial ou zerada, respeitando o que foi declarado para o MME.

Cenário 2: Para as usinas eólicas e fotovoltaicas não associadas, conforme regramento vigente, o CUST é firmado por central geradora. O contrato trará, separadamente, o MUST contratado, a potência instalada e a carga própria, sendo o MUST contratado como valor declarado pelo usuário da máxima potência elétrica injetável no sistema, que deverá ser no mínimo igual à potência instalada subtraída da carga própria. Para a entrada do Datacenter ou da carga do eletrolisador flexível, a análise seguirá de forma análoga ao discutido no Cenário 1. Isto é, deverá observar o critério de mínimo custo global e a contratação do uso do sistema de transmissão deverá seguir a demanda declarada pelo agente e analisada pelo MME.

Ambos os cenários – No âmbito operacional, a implementação de um arranjo composto por usinas eólicas e fotovoltaicas, data center/eletrolisador e sistema de armazenamento no Programa Diário da Operação (PDO) enfrenta desafios operacionais relevantes diante da regulação atual. Cumpre destacar, a título exemplificativo, que, atualmente, os conjuntos associados, no âmbito da programação da operação, são tratados separadamente por fontes nas etapas de programação diária, operação em tempo real e apuração. No caso de um Hub Energético, ainda que se admitisse um tratamento simplificado, permaneceria a necessidade de implementação de melhorias e adequações no modelo empregado para a elaboração do Programa Diário da Operação (PDO). Além disso, deverá haver a definição de interlocutor operacional do Hub com o ONS e critérios claros de despacho de forma prévia, sendo a segurança elétrica do SIN prioridade nessa relação operativa.

Cabe dizer que para a entrada do Sistema de Armazenamento em Baterias, em ambos os cenários, em razão de não haver regulação vigente, não é possível avaliar os aspectos contratuais associados a esse usuário ou inferir se as regras de associação poderão ser aplicadas da maneira como se apresenta atualmente no arcabouço regulatório de forma a otimizar a contratação.

4 PROPOSTA REGULATÓRIA PARA O BRASIL

A análise dos marcos normativos vigentes e dos cenários operacionais avaliados evidencia que a inserção de Hubs Energéticos (HE) ao Sistema Interligado Nacional (SIN) demanda uma evolução regulatória específica, capaz de reconhecer a natureza híbrida, integrada e bidirecional desses arranjos. O modelo atual, estruturado a partir da reconhecida separação entre geração e consumo, mostra-se insuficiente para capturar os benefícios sistêmicos associados à flexibilidade operativa, ao uso eficiente da infraestrutura de rede e à coordenação interna dos múltiplos ativos de energia presentes no Hub.

Nesse contexto, propõe-se, inicialmente, a definição regulatória explícita de Hub Energético (HE) no ordenamento setorial brasileiro. O HE deve ser caracterizado como um arranjo integrado de múltiplas tecnologias de geração, consumo e armazenamento de energia, interligadas em um mesmo ponto de conexão e operadas de forma coordenada por uma única “entidade”, com capacidade de controle total da injeção e da absorção de potência elétrica no SIN. Tal definição é condição necessária para conferir segurança jurídica aos agentes e permitir o tratamento regulatório adequado desses empreendimentos.

No que se refere ao acesso ao sistema de transmissão, propõe-se que o acesso dos HE à Rede Básica seja classificado como um acesso integrado e bidirecional, distinto dos acessos tradicionalmente enquadrados como exclusivamente de geração ou exclusivamente de consumo. Esse enquadramento reconhece que o Hub pode, ao longo do tempo, alternar ou combinar fluxos líquidos de exportação e importação de energia, em função de sua lógica interna de otimização e das necessidades sistêmicas.

Adicionalmente, o HE deve ser tratado como uma instalação única para fins de acesso, contratação e operação, considerando-se parâmetros elétricos consolidados. Esse tratamento unificado deve contemplar a potência máxima líquida de injeção no sistema, a potência máxima líquida de absorção da rede e a definição de envelopes operativos, estabelecidos a partir da coordenação interna entre os ativos de geração, carga e armazenamento que compõem o Hub. Essa abordagem permite refletir de forma mais fiel o impacto elétrico do empreendimento sobre o SIN, evitando a superestimação da capacidade contratada decorrente da simples soma aritmética das potências individuais.

Como desdobramento desse novo enquadramento, propõe-se a instituição do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão para Hub Energéticos (CUST-HE), em substituição à fragmentação atualmente existente entre contratos de geração e de consumo. O CUST-HE deve consolidar, em um único instrumento contratual, as obrigações e os direitos associados ao uso da rede, refletindo a operação integrada do empreendimento.

A capacidade contratada no âmbito do CUST-HE deve ser definida com base em critérios técnicos que considerem os envelopes operacionais declarados pelo agente, os fatores de simultaneidade entre geração, carga e armazenamento, bem como o histórico e as previsões de despacho e operação do Hub. Essa metodologia permitiria alinhar a contratação do uso da rede ao efetivo comportamento elétrico do HE, promovendo eficiência econômica e reduzindo distorções tarifárias.

No tratamento dos sistemas de armazenamento integrantes do HE, propõe-se que a operação de carga/descarga desses equipamentos seja de responsabilidade do agente operador do Hub. Caso esses equipamentos possam ser utilizados para a prestação de serviço à operação em Tempo Real, como suporte à confiabilidade, à flexibilidade operativa ou à mitigação de congestionamentos, essa discussão deve ser endereçada por meio da contratação de serviços ancilares e desde que seja de comum interesse entre o HE e o ONS. Essa diretriz alinha-se às discussões internacionais que buscam eliminar barreiras econômicas à expansão do armazenamento, reconhecendo seus benefícios sistêmicos.

No que se refere à tarifação do uso da rede, as tarifas aplicáveis aos HE podem ocorrer por meio de sinais tarifários diferenciados ou de mecanismos de incentivo regulatório, a serem desenvolvidos de forma compatível com o modelo brasileiro de socialização de custos.

Globalmente, as aplicações de HE estão ganhando força. No Norte da Europa, Dinamarca, Holanda e Alemanha vêm analisando hubs de energia renovável em larga escala, integrando energia eólica offshore, eletrólise de hidrogênio, síntese de e-combustíveis e infraestrutura digital [21, 22]. Na Ásia, Japão, Cingapura e Coreia do Sul estão desenvolvendo modelos de green-data-hub que integram a produção de hidrogênio com computação de alto desempenho [23].

Em síntese, a experiência internacional constitui importante referencial para o aprimoramento do arcabouço regulatório aplicável ao acesso e à operação dos Hubs Energéticos (HE). O Brasil pode se inspirar nesses modelos, promovendo as devidas adaptações às especificidades institucionais e operativas do Sistema Interligado Nacional (SIN), de modo a estabelecer um ambiente regulatório previsível, eficiente e aderente ao objetivo estratégico de posicionar o País como relevante exportador de energia renovável.

5 CONCLUSÃO

Os estudos dos cenários analisados demonstram que, na ausência de um tratamento regulatório específico, os hubs energéticos tendem a enfrentar ineficiências econômicas relevantes, notadamente associadas à fragmentação contratual e à potencial incidência de dupla cobrança sobre sistemas de armazenamento. Do ponto de vista operacional, a inexistência de diretrizes claras para o enquadramento desses arranjos compromete sua adequada representação nos processos de programação e despacho do ONS, podendo limitar o aproveitamento de sua flexibilidade e, em cenários extremos, impactar a otimização e a segurança do SIN. Nesse contexto, a proposta regulatória apresentada neste artigo aponta para a necessidade de uma mudança de paradigma, com o reconhecimento formal dos Hubs Energéticos como agentes integrados, dotados de acesso bidirecional à rede e tratados como uma instalação única para fins de contratação e operação. A instituição de um Contrato de Uso do Sistema de Transmissão específico para esses arranjos, baseado em envelopes operativos e fatores de simultaneidade. Por fim, conclui-se que a modernização regulatória proposta não apenas viabiliza a inserção segura e eficiente dos Hubs Energéticos ao SIN, como também contribui para os objetivos estratégicos da transição energética brasileira, ao promover maior flexibilidade operativa, otimização do uso da rede e integração de tecnologias de baixo carbono. A adoção dessas diretrizes poderá posicionar o Brasil de forma competitiva no desenvolvimento de novos modelos energéticos, alinhando inovação tecnológica, eficiência econômica e segurança elétrica.

BIBLIOGRAFIA

- [1] R. Gharibi *et al.*, “Enhancing energy hub performance: A comprehensive model for efficient integration of hydrogen energy and renewable sources with advanced uncertainty management strategies”, *Journal of Energy Storage*, 2025, <https://doi.org/10.1016/j.est.2024.114948>.
- [2] D. Wang and C. Ying, “Optimizing performance and economic viability of combined energy systems: A novel energy hub framework,” *Alexandria Engineering Journal*, 2025, <https://doi.org/10.1016/j.aej.2025.03.105>
- [3] IEA, “Global Hydrogen Review 2025”, Revised version, October 2025, Paris <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2025>.
- [4] Victor Datchet *et al.*, “Remote Renewable Energy Hubs: A taxonomy”, *Energy Reports*, 2025, <https://doi.org/10.1016/j.egy.2025.02.040>.
- [5] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), *Regras de Transmissão de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional: Módulo 5*. Brasília, DF, Brasil: ANEEL, 2026. [Online]. Available: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020905_2_4.pdf.
- [6] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), *Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021*. Brasília, DF, Brasil: ANEEL, 2021. [Online]. Available: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html>.
- [7] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), *Resolução Normativa nº 1.029, de 25 de julho de 2022*. Brasília, DF, Brasil: ANEEL, 2022. [Online]. Available: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221029.html>.
- [8] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), *Resolução Normativa nº 1.122, de 2025*. Brasília, DF, Brasil: ANEEL, 2025. [Online]. Available: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20251122.html>.
- [9] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), *Nota Técnica Conjunta nº 13/2025-SGM-SCE-STD-STE-STR-SFT/ANEEL*. Brasília, DF, Brasil: ANEEL, 2025.
- [10] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), *Nota Técnica Conjunta nº 3/2026-SGM-SCE-STD-STR-SFT/ANEEL*. Brasília, DF, Brasil: ANEEL, 2026.
- [11] Brasil, *Lei nº 15.269, de 2025*. Brasília, DF, Brasil: Presidência da República, 2025.
- [12] Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), “Contratações – Transmissão,” *Energia no Futuro*. [Online]. Available: <https://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/transmissao/contratacoes>.

- [13] Moura, P.S.; Almeida, A.T. de Multi-objective optimization of a mixed renewable system with demand-side management. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 14, n. 5, p. 1461–1468, 2010.
- [14] European Commission, *Regulation (EU) 2019/943*. Brussels, Belgium, 2019.
- [15] European Commission, *Directive (EU) 2019/944*. Brussels, Belgium, 2019.
- [16] Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), *Electricity transmission tariff methodologies in Europe*. Ljubljana, Slovenia, 2014.
- [17] Chile, Comisión Nacional de Energía (CNE), *Determinación de Peajes de Transmisión, período 2020–2023*. Santiago, Chile: CNE, 2020.
- [18] Federal Energy Regulatory Commission (FERC), *Order No. 888*. Washington, DC, USA, 1996.
- [19] Federal Energy Regulatory Commission (FERC), *Order No. 841*. Washington, DC, USA, 2018.
- [20] Federal Energy Regulatory Commission (FERC), *Order No. 2222*. Washington, DC, USA, 2020.
- [21] M. B. Rosendal, M. Münster, and R. Bramstoft, “Renewable fuel production and the impact of hydrogen infrastructure — A case study of the Nordics”, *Energy*, 2024, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.131234>.
- [22] pv magazine, “The Hydrogen Stream: EWE starts construction of 320 MW hydrogen production plant in north-west Germany,” Nov. 28, 2025. [Online]. Available: <https://www.pv-magazine.com/2025/11/28/the-hydrogen-stream-ewe-starts-construction-of-320-mw-hydrogen-production-plant-in-north-west-germany/>.
- [23] Fuel Cells Works, “Singapore’s First Hydrogen-Powered Data Center Launched by DayOne Using SOFC Technology”, July 28, 2025, <https://fuelcellsworks.com/2025/07/28/energy-innovation/singapore-s-first-hydrogen-powered-data-center-launched-by-dayone-using-sofc-technology>.

BIOGRAFIA



Monaliza Correa Sobreira da Silva - Engenheira Eletricista com ênfase em Eletrotécnica pela Universidade Federal de Campina Grande (UFCG). Atualmente, é aluna regular do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Sistemas da Universidade Politécnica de Pernambuco (UPE). Atua na Gerência de Integração de Instalações (SAI) do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Andreza Sousa Andrade – Engenheira Eletricista com ênfase em Eletrotécnica pela Universidade Federal de Campina Grande (UFCG). Especialista com formação no MBA Energia Elétrica: Geração, Transmissão e Distribuição, realizado pelo Instituto de Pós-Graduação – IPOG. Atua desde 2014 no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), como Engenheira de Estudos Energéticos na gerência de Programação Diária.

Bruno Bertino Sousa de Carvalho – Engenheiro Eletricista com experiência em análises em produção de hidrogênio verde utilizando fontes renováveis de energia elétrica e análise de investimento através de simulações de Monte Carlos. Atualmente é aluno regular do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Sistemas da Universidade Politécnica de Pernambuco (UPE).

Roberto Feliciano Dias Filho - Professor adjunto de Engenharia Elétrica na UPE, atuante nas áreas de recursos energéticos distribuídos, sistemas de armazenamento, H2V, proteção e automação de sistemas elétricos. Também é engenheiro eletricista na Clean Horizon, com experiência em análise técnica de sistemas de armazenamento e integração com fontes renováveis em sistemas elétricos.

Eduardo de Aguiar Sodré - Tem experiência na área de Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica. Realizou vários trabalhos nas áreas de planejamento da expansão da transmissão e expansão da geração. É professor da POLI - UPE desde 2008. Site pessoal: eduardo-sodre.eng.br. Site profissional: arnep.com.