



GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA - GCR

INTEGRAÇÃO DOS SETORES DE ENERGIA ELÉTRICA E GÁS NATURAL: O QUE APRENDER COM A EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL PARA A MODERNIZAÇÃO DE AMBOS OS SETORES NO CONTEXTO NACIONAL

CLARISSA PETRACHINI GONÇALVES(1);ROBERTO CASTRO(1);DOREL SOARES RAMOS(1);ZEVI KANN(2);LAÍS DOMINGUES LEONEL(3);MATHEUS SABINO VIANA(1);LUIZ ARMANDO STEINLE CAMARGO(1);HIRDAN KATARINA DE MEDEIROS COSTA(4);FELIPE SERACHIANI CLEMENTE(5) MRTS CONSULTORIA(1);ZENERGAS CONSULTORIA(2);USP(3);INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE DA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO(4); ALCOA ALUMINIO S/A (5)

RESUMO

Os setores de energia elétrica e gás natural brasileiros vem passando por um processo de modernização, sendo uma importante vertente da proposta governamental aumentar a integração entre ambos através, principalmente, da expansão da geração termelétrica. No contexto internacional, a integração entre setores energéticos, conhecido também como sector coupling, é tida como uma importante medida de auxílio na transição para uma economia de baixo carbono. Este artigo busca comparar as medidas que vêm sendo discutidas em âmbito europeu e norte americano, levando em consideração os diferentes desenhos de mercado e disponibilização de energéticos, propondo contribuições adicionais para o processo de integração no contexto nacional.

PALAVRAS-CHAVE: Integração Gás e Energia Elétrica; Geração Termelétrica; Integração Energética; Modernização do SEB; Arquitetura de Mercado

1.0 INTRODUÇÃO

No Brasil, as ações de modernização para o setor elétrico e de gás natural voltaram à tona nos últimos anos, sendo parte das propostas para os dois mercados a ampliação da integração entre os setores. Embora o setor elétrico brasileiro (SEB) possa ser considerado um consumidor expressivo de gás natural, este não vem contribuindo diretamente com a expansão da exploração de reservas nacionais e desenvolvimento de infraestruturas de rede. Uma das principais razões reside no fato que, enquanto o SEB carece de flexibilidade operativa com relação ao fornecimento de gás natural, o setor de gás natural necessita de maior previsibilidade e demanda firme para que novos investimentos possam ser realizados.

No Brasil, as propostas recentes para promover maior integração entre os setores de energia elétrica e gás natural residem principalmente no fomento à expansão mandatória de termelétricas movidas a este combustível, projeto que se concretizou em partes a partir da publicação da Lei que dispõe sobre a desestatização da Eletrobras. Entretanto, a proposta promove, sob o ponto de vista do desenvolvimento econômico equilibrado, políticas energéticas de expansão da indústria do gás natural em detrimento da competitividade do setor elétrico (1). Nesse sentido, este artigo busca, após uma análise de *benchmark* internacional, pautadas em mercados europeus e norte americano (EUA), propor medidas adicionais para integração dos energéticos no contexto nacional, que promovam maior equilíbrio e direcionabilidade das políticas públicas de cada setor em separado.

2.0 INTEGRAÇÃO DOS SETORES DE ENERGIA ELÉTRICA E GÁS NATURAL NO CONTEXTO INTERNACIONAL

No contexto de transição energética e objetivos de redução das emissões de gases do efeito estufa, a experiência internacional, principalmente em países desenvolvidos, mostra uma acelerada descarbonização do setor de eletricidade, característica, contudo, que não vem sendo observada nos demais setores como transporte e indústria. Na União Europeia, por exemplo, a parcela renovável no consumo final de eletricidade passou de 23,3% em 2011 para 34,1% em 2019, entretanto, os setores de transporte e aquecimento/resfriamento apresentam progresso mais lento na descarbonização, tendo a participação renovável representando apenas 8,9% e 22,1%, respectivamente, de seu consumo energético final em 2019 (2).

Para contornar essa situação, surgiu na Alemanha e logo se expandiu entre os países da Europa o conceito de *sector coupling*, que representa a integração entre os setores de gás e eletricidade em termos de mercado e infraestrutura, visando maior flexibilidade de fornecimento aos diferentes sistemas de energia (eletricidade, transporte e indústria) e a descarbonização dos setores de uma forma mais eficiente.

Conforme Erbach (3), o *sector coupling* pode ser visto em duas vertentes: (i) a de uso final (*end-use sector coupling*) e (ii) a integração cross-vetorial (*cross-vector integration*). Na primeira delas, a de uso final, deseja-se a máxima eletrificação de setores que atualmente dependem de combustíveis fósseis, o que, por exemplo, no setor de transportes se daria através do uso de carros elétricos. Já a abordagem cross-vetorial envolve a tecnologia “*Power-to-X*”, o que leva a uma eletrificação indireta do consumo final. Nessa vertente, as redes de transmissão e distribuição de gás natural poderiam ser utilizadas para o transporte de hidrogênio e metano, seja pela adição de hidrogênio junto ao gás natural, seja pela substituição completa do gás natural pelo hidrogênio. O que se pode observar de maneira geral, é que o gás natural e suas infraestruturas de rede são utilizados como facilitadores do processo de transição energética, inclusive da expansão do hidrogênio, permitindo que o avanço de fontes renováveis na matriz elétrica ajude a promover a descarbonização da matriz energética como um todo.

Com o avanço do *sector coupling*, espera-se uma maior interligação entre as cadeias de gás natural, hidrogênio e metano, conforme pode ser observado no esquema apresentado na FIGURA 1, adaptado de um documento emitido pela Comissão Europeia em (4) que se avalia os potenciais de aplicação de *sector coupling* e seus principais desafios. Na figura, ‘hitano’ representa uma mistura de 10% - 30% por volume de gás hidrogênio com 70% - 90% por volume de metano comumente utilizada no setor automotivo em substituição ao metano (5).

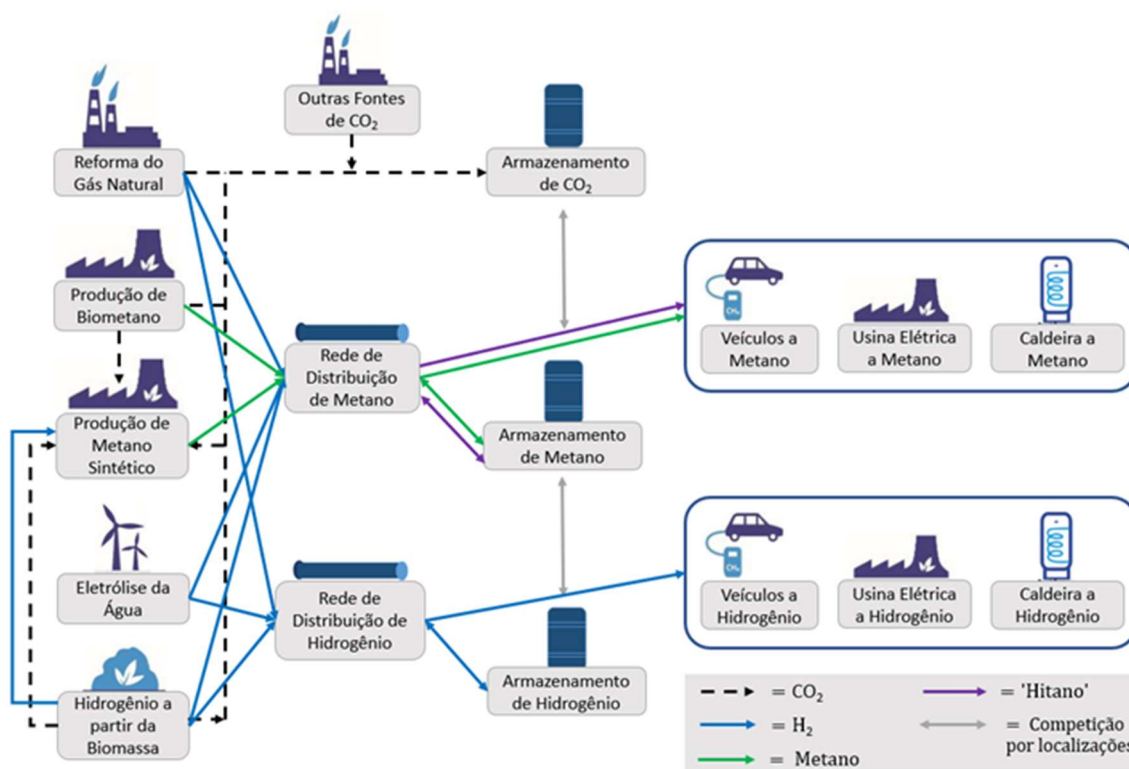


FIGURA 1 – Interligação entre as cadeias de gás natural, hidrogênio e metano dentro do contexto de sector coupling. Fonte: Adaptado de (4).

Conforme pode ser visualizado na FIGURA 1, o hidrogênio pode ser produzido a partir do processo de reforma do gás natural (processo com alta emissão de CO₂), da eletrólise da água utilizando eletricidade obtida de fontes renováveis como solar ou eólica ou a partir da biomassa. Se o CO₂ emitido no processo de reforma de gás natural puder ser capturado e armazenado, o hidrogênio produzido é referido como ‘hidrogênio azul’ e aquele produzido a partir de fontes renováveis é chamado de ‘hidrogênio verde’ (3). O processo de produção de gás de hidrogênio a partir da eletrólise da água com eletricidade gerada de fontes renováveis é também chamado de *Power-to-Gas*.

O hidrogênio gerado a partir da biomassa compete com o biometano, sendo que o CO₂ emitido em ambos os processos pode ser capturado e armazenado, ou utilizado para produção de metano sintético ao se associar com o hidrogênio produzido. Nesse contexto, o custo do CO₂ se torna um importante fator de comparação entre o uso direto do hidrogênio a partir da biomassa ou para produção do metano sintético (4).

O hidrogênio e o metano podem ser inseridos em suas respectivas redes de distribuição para armazenamento ou consumo final nos setores de transporte, aquecimento e indústria. O hidrogênio pode ainda ser inserido na rede de gás natural (ou metano), formando a mistura de gases 'hitano', sem a necessidade de investimentos substanciais na rede de transporte. Partes da malha de transporte poderiam também ser adaptadas para a circulação exclusiva de hidrogênio, o que requereria a adaptação de turbinas e de equipamentos de consumidores no uso final. Vale salientar que, a produção de hidrogênio e metano pode ser realizada localmente, não dependendo de grandes malhas de transporte como ocorre hoje com o gás natural. Os combustíveis (hidrogênio, metano e CO₂) poderiam ser estocados em locais subterrâneos ou em sistemas de armazenamento disponíveis (4).

2.1 Europa

A União Europeia aponta o avanço do *sector coupling* como uma meta a ser seguida no processo de transição energética e descarbonização. Nesse contexto, o documento publicado pela Comissão Europeia em (4) elenca alguns desafios a serem endereçados: (i) as tecnologias encontram-se em estágios imaturos, sendo necessário investimentos em projetos de pesquisa e inovação; (ii) é esperado a diminuição gradual do uso de gás natural para o aumento do uso de outras tecnologias como hidrogênio e metano sintético, de forma que a regulamentação deve endereçar a alternância das infraestruturas de gás natural para uma variedade de diferentes gases; (iii) deve haver uma coordenação do planejamento e operação dos sistemas de gás e eletricidade, seja a nível de transmissão quanto a nível de distribuição; (iv) os países e regiões podem adotar distintas tecnologias, de forma que se deve garantir que diferentes gases possam coexistir dentro de cada país e entre os países e regiões, e que a operação e funcionamento dos mercados sejam viabilizados.

Importante pontuar que na Europa o planejamento de médio e longo prazo das redes de energia elétrica e do gás natural já são feitos de forma conjunta, pelo ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*) e pelo ENTSO-G (*European Network of Transmission System Operators for Gas*), conforme determina a regulação europeia (EU) 347/2013. Dessa forma, de dois em dois anos, o Plano de Desenvolvimento de Redes Decenal¹ é publicado. Em julho de 2020, a Comissão Europeia apresentou em (6) um plano de estratégias visando a aceleração da transição para um sistema de energia mais integrado dentro do contexto de atingimento das metas de descarbonização e cumprimento do Acordo de Paris.

A proposta, que possui sinergia com as diretrizes de expansão de hidrogênio apresentadas em (7), sugere a revisão da regulamentação com os seguintes objetivos: (i) garantir adequada implementação do mercado e infraestrutura de hidrogênio de uma forma economicamente eficiente; (ii) facilitar a produção local e descentralizada de gases renováveis e de baixa emissão de carbono, por exemplo, propiciando o acesso de biometano e metano sintético à infraestrutura de oleodutos, armazenamento e terminais de GNL e também ao mercado; (iii) fortalecer os direitos dos consumidores, assegurar a competição, transparência e segurança de suprimento; (iv) assegurar um planejamento de infraestrutura mais holístico e inclusivo, em particular para os mercados de gás, hidrogênio, eletricidade, aquecimento e refrigeração; e (v) evitar o travamento da demanda por gás natural (8). Para definir a melhor estratégia a ser traçada, a Comissão Europeia solicitou a contribuição dos agentes na Consulta Pública apresentada em (8), que discute as propostas encaminhadas em (6) e (7).

Dentre os países da União Europeia, a Alemanha se destaca nos avanços do *sector coupling*. Sua matriz de eletricidade em 2019 era representada em 15,1% por termoelétricas a gás natural (9), o que mostra que os setores de energia elétrica e gás natural são de alguma forma coordenados, permitindo um uso inteligente dos energéticos e o aproveitamento de sinergias. Em junho de 2020, foi aprovado pelo governo alemão um plano de implementação para a tecnologia de hidrogênio e para o avanço da integração entre os setores de energia elétrica e gás natural.

A proposta permite que o excesso de geração das fontes renováveis como eólica e solar seja convertido e armazenado em forma de hidrogênio utilizando a tecnologia *Power-to-Gas*. O plano apresentado pelo governo alemão considera que, até 2030, a Alemanha tenha projetos de hidrogênio com uma capacidade total maior que 5GW. A proposta foi pensada de acordo com interações realizadas com agentes do mercado acerca da demanda potencial de hidrogênio possível para os anos de 2020 a 2030.

Apesar de não estar mais inserido na união Europeia após o Brexit, o Reino Unido segue mantendo as diretrizes de descarbonização do bloco. O documento emitido pelo Comitê de Mudança Climática (*Committee on Climate Change*) britânico em (10) elenca como principais ações a serem implementadas: (i) aumento de eficiência energética; (ii) extensiva eletrificação, particularmente em transporte e aquecimento; (iii) desenvolvimento da economia do hidrogênio; (iv) uso de Captura e Armazenamento de Carbono (CCS) na indústria; e (v) mudança no uso da terra, dando maior ênfase à captura de carbono e à produção de biomassa. Destaca-se que o mercado britânico em 2019 contava com 40,6% de sua geração de eletricidade proveniente de gás natural (11), o que torna evidente que já existe em avanço uma coordenação entre os mercados de gás natural e eletricidade.

¹ O relatório de 2020 pode ser encontrado em (20).

No Reino Unido, discute-se a integração dos setores *onshore* e *offshore*, como facilitadora do processo de transição energética. A proposta, apresentada em (12), sugere: (i) a eletrificação de plataformas de gás e petróleo para reduzir emissões utilizando a eletricidade gerada por fazendas eólicas ao invés de diesel; (ii) o uso da tecnologia *Gas-to-wire*² para permitir a conversão do gás offshore em eletricidade, permitindo o aproveitamento dos cabos de fazendas eólicas existentes para transporte; (iii) a conversão de gás natural produzido offshore em hidrogênio a partir do processo de reforma com captura e armazenamento de CO₂; e (iv) a utilização de *hubs* de energia offshore para permitir que o hidrogênio seja gerado offshore utilizando fazendas eólicas ou mesmo armazenado em reservatórios, ou também transportado para a costa utilizando estruturas existentes de óleo e gás.

2.2 Estados Unidos

Devido à grande disponibilidade de gás não convencional (*shale gas*) nos EUA, os sistemas elétricos de potência do país acabaram por se tornar mais dependentes do gás natural, inclusive, fomentando a expansão de termelétricas movidas a este combustível, como forma de contrabalancear a variabilidade e incerteza de produção das fontes renováveis que também apresentaram forte expansão nas últimas décadas (13). Em 2018, o setor elétrico representou 35,5% do consumo de gás, sendo o combustível responsável por 31,5% da geração de energia elétrica do país, enquanto as fontes renováveis representaram 17,4% (13).

Devido à forte interdependência entre os setores, os maiores desafios da integração nos EUA residem na coordenação e confiabilidade dos dois sistemas. A depender do tipo de contratação feito pelas termelétricas nos gasodutos, riscos de falha de suprimento podem ser elevados devido à competição entre o uso do combustível para a geração de eletricidade e para outras finalidades como aquecimento doméstico. Nesse contexto, a modalidade de entrega de gás *Firm Transportation* garante o fornecimento de gás ao longo do ano, permitindo que os geradores atendam às suas obrigações de fornecimento de eletricidade a qualquer tempo, enquanto a modalidade de entrega de gás *Interruptible Transportation* não há garantia de que a capacidade de fornecimento de gás estará disponível (14).

Com a crescente penetração de fontes renováveis variáveis no sistema, mais desafios são esperados, devido à maior demanda por flexibilidade operativa e menor tempo de rampa das termelétricas a gás natural. Para lidar com a situação, são esperadas que as usinas adotem medidas como (i) armazenamento de gás, (ii) comercialização de produtos horários de rede de gasodutos, (iii) contratos de entrega firme e (iv) expansão adicional da rede de gasodutos (13). Com relação ao tipo de contratação de gás, por exemplo, no mercado *Pennsylvania Jersey Maryland Interconnection* (PJM), por meio de mudanças no mecanismo de capacidade, os geradores podem recuperar os custos de *Firm Transportation* via mercado (14), facilitando a coordenação. Contudo, a mudança mais significativa no processo da PJM que permitiu melhorar a coordenação eletricidade-gás natural foi a antecipação do horário de divulgação da programação de despacho para o dia seguinte de 16:00 para 13:30, permitindo aos geradores a gás a aquisição do combustível dentro do prazo da *interstate pipeline intraday nomination* (14), (15).

Em 2015, a *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) publicou a Order No. 809 (15), revisando a regulação para melhorar a coordenação entre a operação dos gasodutos interestaduais e o sistema elétrico. A regulação revisada modifica as práticas de programação dos serviços de transporte de gás natural utilizadas pelos gasodutos interestaduais e oferece flexibilidade adicional de contratação de transporte de gás natural tipo *Firm Transportation*, por meio de *multi-party transportation contracts*. Além disso, conforme (16), a FERC aprovou em 2019 revisões no processo da PJM para estender o prazo limite para os participantes do mercado de energia elétrica submeterem ofertas no mercado *day-ahead*, visando melhor alinhamento dos prazos limites de submissão de ofertas do mercado de eletricidade da PJM com aqueles dos mercados de gás natural, oferecendo aos geradores um período adicional para interagir com os mercados de gás natural, com maior assertividade sobre o preço do combustível antes de submeter a oferta (16).

3.0 PROPOSTAS DE MODERNIZAÇÃO DOS SETORES DE ENERGIA ELÉTRICA E GÁS NATURAL PARA OS MERCADOS BRASILEIROS DE ENERGIA GÁS NATURAL

A modernização do SEB vem sendo debatida desde a publicação da Consulta Pública MME nº33 no ano de 2017. As diretrizes propostas foram produzidas a partir do resultado dos estudos de Grupos de Trabalho (GTs) instituídos pela Portaria Ministerial nº 187 de 2019. Em linhas gerais, busca-se no SEB dar mais eficiência aos investimentos, atrair a competitividade na formação dos preços e expandir a liberdade de escolha, promovendo maior empoderamento dos consumidores, além da redução de subsídios cruzados. A integração dos setores de energia elétrica e gás natural é colocada como uma das 15 principais frentes de avaliação no processo de modernização (17). Medidas legais vêm buscando a evolução da modernização, como é o caso do Projeto de Lei do Senado nº 232 e a Medida Provisória nº 998. Esses dois Diplomas Legais são complementares e englobam partes importantes dos pontos discutidos nos GTs.

² O conceito de *Gas-to-wire* envolve o uso de gás produzido em campos para a geração de energia *offshore* sendo então transmitido para a costa em cabos subaquáticos de fazendas eólicas com folga de transmissão.

Para o gás natural, o processo de modernização teve início com o processo de desinvestimentos promovidos pela Petrobrás em 2015, que motivaram a criação da iniciativa Gás para Crescer, em 2016. Em 2019, novas iniciativas foram instituídas como o Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural no Brasil e o programa Novo Mercado de Gás. Dentre as principais diretrizes figuram a promoção da concorrência, a harmonização das regulações estaduais e federais, a integração do setor de gás com o setor elétrico e industrial e a remoção de barreiras tributárias.

Por fim, em virtude das discussões ocorridas no Congresso Nacional no âmbito do Substitutivo ao Projeto de Lei 6.407/2013 e do Projeto de Lei do Senado 4476/2020, foi promulgada a Nova Lei do Gás, Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, posteriormente, publicou-se o Decreto nº 10.712 de 02 de junho de 2021, que a regulamentou. Alguns pontos positivos da nova legislação dizem respeito à possibilidade de aceleração nos processos de investimentos em novos gasodutos de transporte em face da simplificação nos processos de autorização; tendências de melhorar a competição na precificação do gás com o surgimento de novos terminais privados de GNL, acesso negociado às instalações de escoamento, terminais, processamento; sinalização de futuros projetos de exploração e produção para que sejam contempladas instalações de escoamento do gás em vez da simples reinjeção.

4.0 PROPOSTA NACIONAL DE INTEGRAÇÃO DOS SETORES DE ENERGIA ELÉTRICA E GÁS NATURAL

Atualmente no Brasil, as fontes renováveis intermitentes já contribuem em grande escala com a geração de energia elétrica. Contudo, há que se reconhecer que desafios, como necessidade de expansão de potência complementar, podem surgir como resultado de uma maciça expansão, dada a limitação destas fontes para atendimento de requisitos de potência e variabilidade de produção. Nesse contexto, a expansão de termelétricas movidas a gás natural representa uma alternativa tanto para facilitar a expansão de renováveis, do ponto de vista de complementação sistêmica no atendimento à requisitos de potência, quanto como tecnologia impulsionadora do desenvolvimento do setor de gás natural e sua maior integração com o SEB.

Conforme aponta o relatório (18) apresentado pela iniciativa ministerial Novo Mercado de Gás, os maiores desafios à expansão do gás doméstico estão relacionados (i) à concorrência com o gás natural que é importado, tanto pela Bolívia através de Gasbol, quanto por terminais GNL na costa, (ii) à concorrência com produção de óleo devido à necessidade de reinjeção, e (iii) a um interesse secundário na monetização do gás natural em campos associados, que são maioria no contexto nacional. Além disso, o caráter comumente sazonal de despacho apresentado pelas usinas termelétricas no Sistema Interligado Nacional, que em geral atendem à demanda principalmente em estações secas ou em momentos de estiagem, fazem com que os contratos de combustível não consigam assumir cláusulas de *take-or-pay* elevadas, dificultando o fomento à expansão de novas infraestruturas de rede e exploração *upstream*.

Nos últimos planos decenais de expansão de energia (PDEs) publicados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), cenários de expansão centralizada de termelétrica movidas a gás natural, tanto em caráter de despacho flexível, quanto inflexível, vem sendo avaliados. O relatório concluiu que esse custo adicional pode ser considerado como o custo incorrido alocado ao SEB objetivando integrar os setores de eletricidade como alternativa para uma maior integração dos setores no contexto nacional. Quando em caráter de despacho completamente flexível, conforme observado no cenário de referência, a expansão indicativa de termelétricas flexíveis é de cerca de 12GW no horizonte decenal, com termelétricas contribuindo em 13% da capacidade instalada total em 2030 (1).

Já em cenário específico de (1), as termelétricas movidas a gás natural são 80% inflexíveis, sendo sua expansão considerada obrigatória no modelo, a taxas fixas em duas situações de expansão a 1GW e 2GW ao ano, onde o gás de fornecimento é advindo do Pré-Sal com um custo de 4US\$/MMBtu. Em ambos os casos, como resultado, o Modelo de Decisão de Investimento (MDI) substituiu principalmente fontes intermitentes de custo marginal nulo, como eólica e solar, por termelétricas movidas a gás natural, o que elevou os custos totais do sistema em relação ao cenário de referência em 1,3 e 6,6 bilhões de reais, a depender do cenário de demanda e da política expansiva adotada (1). O relatório concluiu que esse custo adicional pode ser considerado como o custo incorrido pelo setor elétrico para integrar os setores de eletricidade e gás natural, lembrando-se que sob o ponto de vista do desenvolvimento econômico equilibrado, políticas energéticas devem evitar ou minimizar a condição de expansão da indústria do gás natural em detrimento da competitividade do setor elétrico (1).

Apesar de se apresentar como solução mais custosa para o setor elétrico, em 2021, através da Lei nº14.182 de 12 de julho que aprovou a desestatização da Eletrobras, ficou como demanda ao poder concedente a contratação de termelétricas a gás na modalidade de leilão de reserva de capacidade, com despacho 70% inflexível, sendo (i) 2,5GW alocados na região Norte, fazendo o uso de reservas provadas de gás natural nacional da Região Amazônica, (ii) 2,5GW alocados na região Centro-Oeste, (iii) 1GW alocados na região Nordeste e (iv) 2GW alocados na região Sudeste. Os contratos deverão ter validade de 15 anos, com entregas previstas entre os anos de 2026 e 2030, sendo que, cada região apresenta condições específicas para a instalação destes novos projetos principalmente com relação à preexistência de pontos de suprimento de gás.

5.0 PERSPECTIVAS ADICIONAIS PARA A INTEGRAÇÃO DOS SETORES NO CONTEXTO NACIONAL

Da experiência internacional observada, a proposta nacional de integração dos setores de gás e eletricidade está mais próxima da realidade norte-americana, onde grande parte da integração emerge do uso do combustível disponível em abundância para geração termelétrica. Contudo, há que se observar que, no contexto norte-americano, apresenta-se a operação termelétrica de forma complementar à expansão renovável variável, através, por exemplo, de promoção de flexibilidade operacional para o sistema, não atuando necessariamente de forma inflexível como a proposta brasileira, que inclusive, substitui a expansão renovável.

A flexibilidade é um requisito fundamental no contexto dos sistemas de potência com grande penetração de renováveis, produto que pode facilmente ser provido por termelétricas movidas a gás natural e deveria ser mais explorado no cenário nacional, principalmente no tocante à requisitos regionais devido à alta concentração de recursos renováveis variáveis, evitando assim a necessidade de requisição de assistência por geradores mais distantes o que sobrecarrega ou requer expansão adicional de recursos de transmissão. Além disso, destaca-se que com o processo de modernização do SEB, novas modalidades de contratação de energia, potência e serviços sistêmicos devem surgir, criando a possibilidade de diferentes tipos de remuneração e modelos de negócio mais adequados para plantas como as termelétricas movidas a gás natural, que vão além da simples remuneração tradicional aliada a operação inflexível. Nesse sentido, sugere-se que seja explorada em maior grau a contribuição das termelétricas movidas a gás natural para requisitos de flexibilidade, já adequada à um mecanismo de remuneração mais moderno e adequado para a função, evitando assim vícios inerentes ao modelo de contratação vigente no SEB.

Ainda à luz das experiências europeias e norte-americanas e do ensejo nacional pela expansão da geração termelétrica a gás natural no Brasil, há que se explorar mais os esforços de coordenação entre operação e planejamento os sistemas de rede de transmissão, distribuição e gasodutos, como forma de integração não apenas do ponto de vista operacional, mas mercadológico, promovendo maior eficiência econômico-financeira em ambos os sistemas e explorando modelos de negócios mais modernos que a simples contratação firme de capacidade. Importante destacar também que, a criação de um mercado secundário de gás natural líquido também poderia atuar como agente facilitador do processo de integração entre os dois setores (19).

Dentro das propostas europeias, destaca-se o papel fundamental do gás natural como facilitador do processo de transição energética para uma economia de baixo carbono, permitindo que o benefício da expansão renovável para a produção de eletricidade possa se estender aos outros setores, incluindo a expansão do uso do hidrogênio. Nesse sentido, propõe-se aqui a avaliação de aplicações adicionais do gás natural, que vão além da geração de eletricidade, especialmente, com relação ao hidrogênio. Recentemente no Brasil, fora proposto o Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2) pelo MME. Assim como na Europa, o processo de transição para o uso do hidrogênio passa pelo uso de gás natural seja como insumo ou pelo aproveitamento de suas infraestruturas. Nesse sentido, sugere-se uma maior integração dos planejamentos do SEB, do setor de gás natural e do programa de expansão e desenvolvimento do hidrogênio, buscando soluções modernas e de sinergia, que já forneçam flexibilidade operativas e econômicas associadas ao processo de transição para uma economia de baixo carbono no contexto nacional.

Por fim, uma vez que é foco do processo de integração nacional o desenvolvimento e a exploração do gás do Pré-Sal para o atendimento das termelétricas em expansão, assim como para o fomento do crescimento do mercado de gás nacional, sugere-se também a exploração do potencial de integração dos recursos energéticos on-shore e off-shore, assim como explorado no Reino Unido, como processo facilitador adicional da transição energética, como por exemplo, através da eletrificação de plataformas de gás e petróleo para reduzir emissões utilizando a eletricidade gerada por fazendas eólicas ao invés de diesel e o uso da tecnologia *Gas-to-wire*. Tal integração pode ainda ser aliada da expansão da tecnologia e do mercado de hidrogênio no contexto nacional através da conversão de gás natural produzido *offshore* em hidrogênio a partir do processo de reforma com captura e armazenamento de CO₂ e a utilização de *hubs* de energia offshore para permitir que o hidrogênio seja gerado offshore, podendo ser armazenado em reservatórios ou mesmo transportado para a costa utilizando estruturas existentes de óleo e gás

6.0 CONCLUSÃO

O presente artigo buscou apresentar uma visão internacional do processo de integração dos setores de energia elétrica e gás natural, tendo por base estudos e propostas recentes apresentadas no contexto norte-americano e europeu. De uma maneira geral pode-se observar que a integração dos setores aparece como um importante agente promotor dos processos de transição energética para economias de baixo carbono, inclusive atuando como facilitador da expansão e desenvolvimento do uso do hidrogênio.

Das propostas internacionais, puderam-se observar pontos de avaliação e estudo que se trazidos para o contexto nacional poderiam ajudar a promover uma integração mais otimizada tanto do ponto de vista de operação e planejamento, quanto do ponto de vista econômico. Destacam-se as propostas de: (i) promoção de atributos de flexibilidade com remuneração adequada para termelétricas movidas a gás natural, (ii) maior coordenação do planejamento e operação dos setores facilitando novos modelos de negócio e promovendo maior liquidez, assim como, maior eficiência aos mercados; (iii) uso de novas tecnologias que integram os setores de gás e eletricidade,

como o *Power-to-Gas*, *Gas-to wire* e o produção e comercialização de hidrogênio; e (iv) integração entre os setores *onshore* e *offshore* para desenvolvimento não só dos mercados de energia elétrica e gás natural, mas também para o mercado de hidrogênio.

Agradecimentos: À Estreito Energia como proponente do Projeto de P&D “Sistema de Suporte à Decisão em Ambiente de Incertezas para avaliação e definição de estratégias de comercialização de energia elétrica e gás natural para Agente Autoprodutor” (PD-06512-0120/2020 do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Agência Nacional de Energia Elétrica -ANEEL), tendo como Executoras as empresas: MRTS Consultoria e FDTE Fundação para o Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia da Universidade de São Paulo –USP.

7.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) EPE, “Plano Decenal de Expansão de Energia 2030,” Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, Brasília, 2020.
- (2) EUROPEAN COMMISSION, “Renewable energy statistics,” Eurostat - Statistic Explained, Dezembro 2020. (Online). Available: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics#Share_of_renewable_energy_more_than_doubled_between_2004_and_2019. (Acesso em 17 Agosto 2021).
- (3) G. ERBACH, “Energy storage and sector coupling: Towards an integrated, decarbonised energy system,” Bruxelas, 2019.
- (4) EUROPEAN COMMISSION, “Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final Report,” Bruxelas, 2019.
- (5) B. David, B. Federico, C. Cristina, G. Marco, M. Federico e P. Paolo, “Chapter 13 - Biohythane Production From Food Wastes,” em *Biomass, Biofuels, Biochemicals, Biohydrogen (Second Edition)*, Elsevier, 2019, pp. 347-368.
- (6) EUROPEAN COMMISSION, “Communication From the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and The Committee of the Regions - Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration,” 2020.
- (7) EUROPEAN COMMISSION, “Communication From the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and The Committee of the Regions - A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe,” 2020.
- (8) EUROPEAN COMMISSION, “Combined Evaluation Roadmap/Inception Impact Assessment,” 2021.
- (9) F. HEIN, F. PETER E P. GRAICHEN, “The German Power Market - State of Affairs in 2019,” Agora Energiewende, 2020.
- (10) CCC, “Net Zero: The UK’s contribution to stopping global warming,” Comittee on Climate Change, 2019.
- (11) DBEIS, “UK Energy in Brief,” Department for Business Energy and Industrial Strategy, 2020.
- (12) DBEIS, “UKCS Energy Integration Interim Findings,” Department for Business, Energy & Industrial Strategy, Londres, 2019.
- (13) O. J. GUERRA, B. SERGI, B.-M. HODGE, M. CRAIG, K. A. PAMBOUR, R. T. SOPGWI E C. BRANCUCCI, “Electric Power Grid and Natural Gas Network Operations and Coordination (NREL/TP-6A50-77096),” The Joint Institute for Strategic Energy Analysis (JISEA), Denver, 2020.
- (14) PJM, “Natural Gas & Electricity Market Coordination Issues,” 2020f. (Online). Available: <https://learn.pjm.com/three-priorities/keeping-the-lights-on/gas-electric-industry/natural-gas-electric-market.aspx>. (Acesso em 15 12 2020).
- (15) FERC, “FERC Order 809: Coordination of the Scheduling Processes of Interstate Natural Gas Pipelines and Public Utilities. Issued April 16, 2015,” 2015.
- (16) PJM, “2019 PJM Annual Report,” 2019.
- (17) MME, “Portaria nº 403, de 29 de outubro de 2019,” 30 outubro 2019. (Online). Available: <https://www.in.gov.br/web/dou/-/portaria-n-403-de-29-de-outubro-de-2019-224516297>.
- (18) MME, “GT Integração Gás e Energia Elétrica - Visão do planejamento energético de médio e longo prazos - Levantamento de custos e riscos da interface dos setores de gás natural e energia elétrica,” Ministério de Minas e Energia - Novo Mercado de Gás, Brasília, 2020.
- (19) EPE & MME, “Plano Nacional de Energia 2050,” Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Ministério de Minas e Energia (MME), Brasília, 2020.

DADOS BIOGRÁFICOS



Cursa doutorado e possui mestrado e graduação em Energia e Automação pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Além disso, é detentora do CNPI. Trabalhou 4 anos no grupo EDP nas áreas de Planejamento Energético e Regulação da Geração. Posteriormente, atuou por 1 ano e meio no banco Citibank como Associate em Equity Research no segmento de Utilities, onde trabalhou com modelos de Valuation para avaliação de empresas tanto de energia elétrica quanto saneamento atuantes na América Latina. Atualmente é consultora da MRTS.

(2) ROBERTO CASTRO

Graduado em engenharia elétrica pela Escola de Engenharia Mauá, Mestrado e Doutorado em Engenharia Elétrica pela Unicamp, cursou o COSE. Pós-Doutorado e professor colaborador na POLI/USP. Desenvolveu pesquisas e cursou programas na London Business School, programa de gestão de projetos na Swidish International Development Agency e na Suíça, na área de Gestão de Risco de Investimentos no ITH (Zurique). Professor de pós-graduação em Gestão de Risco e Regulação da Indústria de Energia Elétrica no PECE/POLI. Experiência de 35 anos no setor elétrico (CESP, Elektro e CPFL). Conselheiro e diretor de mercado da CCEE. Atualmente é consultor na MRTS.

(3) DOREL SOARES RAMOS

Dorel Soares Ramos, possui graduação, mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo, onde é professor concursado do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da USP, sendo ainda sócio administrador da MRTS Consultoria. Com mais de 45 anos de experiência no Setor Elétrico, exerceu cargo de Diretor de Regulação do Grupo EDP Energias do Brasil tendo sido ainda Diretor das Distribuidoras do Grupo. Participou das principais reformas do Setor Elétrico, 5 livros publicados, 250 artigos em periódicos e conferências nacionais e internacionais, orientou 31 Dissertações de Mestrado e 10 Teses de Doutorado.

(4) ZEVI KANN

Zevi Kann detém grande experiência no ambiente regulatório, em especial no de distribuição de gás canalizado. Graduou-se, em 1973, em engenharia elétrica pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (graduação e Pós-Graduação). Desenvolveu sua carreira nas áreas de Planejamento e Engenharia (hidro, térmica e nuclear). De 1998 a 2011, foi dirigente da Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo. De 2000 a 2003, foi presidente da Associação Brasileira de Agências de Regulação. Atualmente é sócio-diretor da Zenergas Consultoria Empresarial em Energia e Regulação LTDA.

(5) LAÍS DOMINGUES LEONEL

Mestra em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (2020). Possui graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Potência pela Universidade Federal de Juiz de Fora (2017). Atualmente cursa doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo. Consultora pela MRTS Consultoria Ltda, possui mais de cinco anos de experiência no setor elétrico nacional, atuando principalmente nas áreas de regulação do setor elétrico, investimentos em geração, complementariedade energética entre fontes renováveis, comercialização de energia elétrica, sistemas de armazenamento e análise de riscos.

(6) MATHEUS SABINO VIANA

Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Unicamp (2002) e mestrado em Engenharia Elétrica, área de concentração Sistemas de Potência, pela USP (2018). Trabalhou por 15 anos na WEG Equipamentos Elétricos S.A., onde exerceu o cargo de Chefe de Seção na Divisão de Automação até 2019. É doutorando no PEA – USP, Consultor Sênior da MRTS e revisor do periódico internacional Applied Energy. Suas principais áreas de atuação são estudos de planejamento, confiabilidade e tarifas de sistemas de transmissão, avaliação da implementação de Virtual Power Plants e análise técnica de impactos da penetração de recursos energéticos distribuídos em redes de distribuição.

(7) LUIZ ARMANDO STEINLE CAMARGO

Doutor e pós-doutorado em Engenharia de Energia - USP, Mestre em Engenharia de Infraestrutura - ITA e Engenheiro Civil - USP. Experiência de 18 anos atuando em gestão de projetos nos setores Energético e de Óleo e Gas. Exerceu cargo de General Manager da América Latina da BBB-Umwelttechnik GmbH, atuando com Due Dilligences, Valuation, Certificação, Desenvolvimento e Operação de Parques Eólicos. Desde 2010 atua na MRTS Consultoria nas áreas de Regulação, Comercialização e Investimentos, Análise de Dados e Otimização para Tomada de Decisões. Professor em Cursos de pós-graduação e MBA sobre Análise de Riscos no Setor Elétrico. Autor e co-autor de artigos acadêmicos.

(8) HIRDAN KATARINA DE MEDEIROS COSTA

Advogada. Mestre e Doutora em Energia pelo Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo. Atualmente, Pesquisadora Visitante PRH 33.1 ANP/FINEP.

(9) FELIPE SERACHIANI CLEMENTE

Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Energia e Automação pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (2021). Atua na empresa Alcoa Alumínio desde 2019 prestando auxílio estratégico à área de comercialização de energia, monitorando os principais fatores que influenciam a precificação de energia elétrica e questões regulatórias que possam impactar a empresa. Participa no desenvolvimento e análise de projetos de engenharia nas plantas da Alcoa e hoje faz parte do Comitê Técnico da usina de Barra Grande (BAESA).