

Subsídios para a Subcomissão de Transição Energética do Grupo de Trabalho para Redução do Custo Brasil do Conselho Nacional de Desenvolvimento Industrial (CNDI)

Como é de conhecimento, a Subcomissão de Transição Energética do Grupo de Trabalho para Redução do Custo Brasil do Conselho Nacional de Desenvolvimento Industrial (CDNI) estabeleceu, entre suas prioridades, a meta de realizar relatório comparativo das melhores práticas internacionais na área de transição energética com vistas a apoiar o desenho da política pública brasileira nessa área.

Nesse contexto, a Divisão de Energias Renováveis (DER) do Ministério das Relações Exteriores expediu circular telegráfica solicitando as seguintes informações: i) contexto geral; (ii) recursos naturais disponíveis; (iii) políticas nacionais (exitosas ou não e os motivos); (iv) parcerias internacionais exitosas; e (v) possibilidades de parcerias com o Brasil. As áreas de interesse mencionadas, sem prejuízo de outras de especial relevância para determinados países, foram as seguintes: hidrogênio de baixa emissão; energia eólica "onshore" e "offshore"; energia solar; energia nuclear; fertilizantes verdes; biocombustíveis; mobilidade elétrica; e captura, utilização e depósito de carbono.

Foram consultadas as Embaixadas do Brasil nos seguintes países, cujas respostas se compilam a seguir:

África do Sul	3
Alemanha	13
Austrália	42
Canadá	45
Chile	52
China	59
Colômbia	69
Coreia do Sul	78
Dinamarca.....	80
Emirados Árabes Unidos.....	88
Estados Unidos da América.....	92
Filipinas	102
Indonésia	103
Japão	109
Malásia.....	119

Noruega	127
Nova Zelândia	134
Portugal	138
Quênia	146
Reino Unido	153
Rússia	161
Singapura	164
Suécia	168
Suíça	171
Tailândia	174
Vietnã	182

África do Sul

A África do Sul tem planos ambiciosos para sua transição energética, processo que traz em sua esteira expressivo potencial para o crescimento do país e, ao mesmo tempo, precisará superar obstáculos significativos de múltiplas ordens. A crise energética, que já dura mais de uma década e atingiu seu ápice no ano passado, o elevado nível de endividamento da estatal produtora de energia Eskom, associado à limitada capacidade fiscal do governo, a falta de capital humano qualificado para as novas tecnologias e a necessidade de avanços regulatórios são alguns dos desafios que terão de ser equacionados para que a transição energética sul-africana possa transcorrer exitosamente.

A despeito do avanço na eletrificação promovido ao longo das últimas décadas, dados do governo apontam que grande parcela da população ainda vive em situação de pobreza energética. Concomitantemente, a capacidade de geração do país, dependente de usinas a carvão que se encaminham para o fim de sua vida útil, não é suficiente para suprir com segurança a demanda existente, forçando o recurso a frequentes cortes programados de energia ("loadshedding"). Nesse contexto, os esforços de descarbonização da economia, e do setor energético, por mais que estejam no horizonte das autoridades locais, acabam, por vezes, perdendo espaço para necessidades mais prementes.

Do ponto de vista das políticas nacionais, a transição energética da África do Sul é guiada pelo Plano de Investimento da Transição Energética Justa (JETIP, em inglês), construído a partir de parceria firmada entre este país e grupo de doadores, às margens da COP 26. O plano de investimento, divulgado em 2022, foi complementado por plano de implementação, concluído no ano passado. O JETIP estima em ZAR 1,5 trilhão (USD 78,8 bilhões) o montante a ser desembolsado, até 2027, para avançar na transição energética do país, contando-se, até o momento, com contribuições de USD 11,6 bilhões de parceiros internacionais, nomeadamente Reino Unido, Estados Unidos, Alemanha, França, União Europeia, Dinamarca e Países Baixos (que juntos formam o Grupo de Parceiros Internacionais), além Espanha, Canadá e Suíça.

Em linhas gerais, a política energética nacional é balizada pelo Plano de Recursos Integrados (IRP, em inglês), cuja versão mais recente, de 2023, encontra-se em revisão após receber comentários públicos. De acordo com esse documento, a África do Sul continua a almejar matriz energética diversificada que garanta segurança no fornecimento, ao mesmo tempo em que se observa o plano nacional de redução de emissões. Pondera-se, entretanto, que o carvão continuará a desempenhar papel significativo na geração de eletricidade no país e, dada a abundância das reservas nacionais, faz-se necessário considerar investimentos em tecnologias de carvão mais eficientes e limpas, a exemplo daquela de captura, utilização e armazenamento de carbono. Diante da crise energética, ademais, o cronograma de descomissionamento de usinas a carvão deverá ser estendido, concedendo-lhes vida útil mais longa, enquanto se

constrói capacidade a partir de fontes alternativas. Nota-se, a respeito, que cerca de 80% da eletricidade do país é proveniente de usinas a carvão da Eskom.

Com efeito, aponta o JETIP, os esforços de descarbonização da produção de eletricidade deverão abordar toda a cadeia do carvão e serem acompanhados por investimentos prioritários nas áreas da província de Mpumalanga onde concentram-se as usinas que serão eventualmente fechadas bem como as principais minas de carvão do país. Para além da questão estritamente energética, portanto, a transição sul-africana requerá, também, um plano de desenvolvimento provincial que oriente uma nova trajetória econômica sustentável e de longo prazo para aquela região. Mpumalanga é lar de mais de 5 milhões de pessoas, responde por mais de 80% da produção nacional de carvão e, como detentora de 12 das 15 usinas termoelétricas do país, apresenta os maiores níveis de poluição por dióxido de nitrogênio. Em 2022, a indústria do carvão empregou mais de 90 mil pessoas e gerou mais de ZAR 250 bilhões em vendas (USD 13,1 bilhões).

CAPTURA, UTILIZAÇÃO E DEPÓSITO DE CARBONO

O Conselho de Geociências (CGS, em inglês) da África do Sul, um dos conselhos científicos nacionais, em parceria com o Banco Mundial, está conduzindo estudo de Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono (CCUS) no município de Govan Mbeki, em Mpumalanga. O projeto chamou a atenção da petroquímica Sasol, que anunciou intenção de explorar oportunidades de CCUS naquela província e o potencial "offshore" da tecnologia, em parceria com o CGS.

Declarações da empresa dão conta de que as investigações conduzidas pelo CGS revelam potencial reativo da rocha basáltica em Mpumalanga, fazendo com que as oportunidades de CCUS em terra ("onshore") sejam muito maiores do que a estimativa original e a custo menor do que o do sequestro de carbono e armazenamento "offshore". Demonstração desse potencial seria o fato de que, na pequena área de teste, seria possível armazenar as emissões de CO₂ de um ano de todo o país. Adicionalmente, a geologia local permitiria a interação do gás com certos minerais, resultando na criação de outros compostos químicos.

Outra iniciativa de CCUS sendo conduzida no país é a CoalCO₂-X, apoiada pelo Departamento de Ciência e Tecnologia, em parceria com o Instituto Fraunhofer, da Alemanha. Também em Mpumalanga, o projeto tem como objetivo utilizar hidrogênio verde e os poluentes das usinas a carvão para criar produtos de valor agregado. O carbono sequestrado reagiria com amônia verde oriunda do complexo de Boegoebai, projeto da Sasol, ainda em estudo, para fabricar sais de fertilizantes, que poderiam, então, ser exportados. À medida que o uso do carvão diminui, os proponentes do projeto planejam que o COALCO₂-X ajude a manter empregos qualificados na região, além de criar uma ligação econômica única entre o Cabo Setentrional e Mpumalanga.

ENERGIAS SOLAR E EÓLICA

A implantação inicial de energias renováveis e tecnologias de bateria na África do Sul consistiu em projetos-piloto e aplicações de nicho, como a eletrificação de comunidades

remotas e fonte de reserva para torres de telecomunicações. A difusão da energia renovável, sobretudo solar e eólica, avançou expressivamente a partir de 2011 com o lançamento do Programa de Aquisição de Produtores Independentes de Energia Renovável (REIPPPP) liderado pelo governo. Por meio dessa iniciativa, são abertas "janelas de licitação" com leilão de capacidade de eletricidade renovável, nas quais projetos vencedores são premiados com acordos de compra de energia de longo prazo (20 anos). A maior parte da capacidade licitada nas cinco primeiras rodadas de licitação está em operação, incluindo 18 MW de gás de aterro, 52 MW de geração de biomassa, 80 MW de pequenas hidrelétricas, 600 MW de energia solar concentrada, 2.371 MW de energia solar fotovoltaica e 3.466 MW de energia eólica. No contexto da crise energética, a capacidade ofertada na janela de licitação 6, em 2022, foi dobrada, de 2.600 MW para 5.200 MW, mas restrições na rede de transmissão frustraram as expectativas do governo. A aquisição em larga escala de baterias, por sua vez, começou apenas em 2022.

Como resultado desse programa, a contribuição das energias renováveis para a geração pública de eletricidade, aumentou de menos de 1%, em 2000, para quase 7%, em 2022. Desde 2011, o REIPPPP, juntamente com o Programa de Aquisição de Produtores de Energia Independente de Mitigação de Riscos (RMIPPPP), adquiriu, no total, 11.590 MW de tecnologias de energia renovável e 415 MW de capacidade de armazenamento de bateria. Planejam-se, ainda, duas rodadas de licitação do REIPPP, de 5.000 MW cada, sem data definida.

O mercado privado de energia, historicamente limitado, vem sendo progressivamente liberalizado, desde meados de 2021. Como forma de incentivar a participação privada no setor de geração elétrica, o governo apresentou Projeto de Lei de Alteração da Regulamentação da Eletricidade, prevendo o estabelecimento de uma empresa de transmissão independente da Eskom que atuará como operadora do sistema e do mercado. A reforma legislativa, que apoia a reestruturação contínua da Eskom e o estabelecimento de um Operador de Sistema de Transmissão Independente, permitirá o surgimento de um mercado de eletricidade competitivo. Com o novo arcabouço, ainda a ser implementado, será possível que múltiplos geradores vendam eletricidade em mercado "overnight" e por meio de acordos de longo prazo. As regras desse mercado futuro serão determinadas por um código específico, ainda não formulado.

Outro exemplo de medida nessa direção foi a emenda de 2021 ao Anexo 2 da Lei de Regulamentação da Eletricidade, que elevou o limite para projetos de geração de eletricidade embutida ("embedded generation") que não requerem licença de 1 MW para 100 MW e, posteriormente, o eliminou completamente. Essa emenda desbloqueou número significativo de projetos, estimados em 12 GW, predominantemente dos setores de mineração e emissões pesadas, e também permitiu que projetos de geração privada vendessem eletricidade para um ou mais clientes. Muitos municípios também tomaram medidas para fomentar o mercado residencial e comercial, permitindo instalações de geração embutida em pequena escala (SSEG, em inglês), que geralmente combinam sistemas solares fotovoltaicos e baterias.

Em outra frente, o Tesouro Nacional publicou a Taxonomia Verde Sul-Africana, em março de 2022, como parte da Iniciativa de Finanças Sustentáveis da África do Sul, fornecendo um sistema de classificação que define o conjunto mínimo de ativos, projetos, atividades e setores elegíveis para serem definidos como "verdes" de acordo com as melhores práticas internacionais e prioridades nacionais. Paralelamente, o governo, em colaboração com atores da sociedade civil, vem desenvolvendo, desde 2021, o Plano Mestre de Energia Renovável da África do Sul (SAREM, em inglês) com vistas a catalisar oportunidades para fabricação local de insumos para a produção de energia renovável e armazenamento em baterias, com foco no desenvolvimento inclusivo, transformação social e criação de empregos.

De acordo com as previsões oficiais contidas no JETIP, tanto a atual crise energética quanto a necessidade de atender aos objetivos de mitigação das mudanças climáticas e às regulamentações de poluição do ar exigem a adição ao sistema elétrico de cerca de 50 GW de nova capacidade de eletricidade renovável, em adição a capacidade associada de gás e de armazenamento para assegurar a estabilidade do fornecimento. O plano de investimentos aponta a necessidade de inversões, até 2027, da ordem de ZAR 233 bilhões (USD 12,2 bilhões) para energia solar e de ZAR 241 bilhões (USD 12,6 bilhões) para energia eólica, a serem realizadas, em sua maioria, pelo setor privado.

O potencial da África do Sul para energia solar e eólica é imenso, sendo o investimento limitado, no entanto, para além de questões orçamentárias, por restrições da rede de transmissão. O país conta com 11 Zonas de Desenvolvimento de Energia Renovável, definidas para implantação de energia eólica e solar, criando áreas prioritárias para investimentos em rede e permissões aceleradas, com capacidade estimada de 900 GW. Contando área de 5,4 Mha, a maioria dessas zonas está nas províncias do Cabo Setentrional, Ocidental e Oriental, fazendo-se necessária sua conexão à área industrial de Gauteng.

O JETIP delineia que a Eskom deverá investir ZAR 132 bilhões (USD 6,9 bilhões) em transmissão, até 2027, e outros ZAR 240 bilhões (USD 12,6 bilhões), até 2035. Para lograr conectar as áreas de maior potencial energético aos centros consumidores, o país é confrontado com a tarefa de construir aproximadamente 1 500 km de novas linhas de transmissão anualmente, ao longo da próxima década, o que equivale a dez vezes o número médio de quilômetros de linhas de transmissão que a Eskom construiu nos últimos três anos.

Nota-se, finalmente, que a capacidade solar em telhados na África do Sul aumentou para mais de 4.000 MW, ajudando a reduzir os níveis de "loadshedding", sobretudo durante os meses de inverno. De acordo com a associação do setor, apenas em 2023, o país importou ZAR 17,5 bilhões (USD 919 milhões) em painéis solares, os quais têm capacidade de cerca de 5.000 MW, maior do que a de uma usina termelétrica a carvão nova, como Medupi. No total, a contribuição de tecnologias de energia renovável não pertencentes à geração da Eskom atingiu um recorde de 14,8% do total.

ENERGIA NUCLEAR

A África do Sul possui dois reatores nucleares que geram aproximadamente 6% de sua eletricidade. Em 1976, começou a construção da primeira e única usina nuclear do país, Koeberg, detida e operada pela Eskom. O primeiro reator se tornou operacional comercialmente em 1984 e o segundo, em 1985, tendo ambos a capacidade combinada de 1.860 MW. A tecnologia do reator de Koeberg foi projetada e fornecida pela Framatome, uma subsidiária da empresa de energia francesa "Electricité de France". A licença de operação foi concedida por 40 anos, estando prevista para expirar em julho de 2024. Em 2010, a Eskom decidiu estender a vida útil de ambas as unidades por mais 20 anos.

Em dezembro de 2023, o Departamento de Recursos Minerais e Energia confirmou que seguirá em frente com a aquisição de 2.500 MW de nova capacidade nuclear e que planejava emitir uma solicitação de propostas até março de 2024. O IRP 2023, embora ainda em fase de elaboração, contempla quatro possíveis cenários para a aquisição de energia no período de 2031 a 2050, sendo que um desses propõe a implementação de um novo programa de construção nuclear com um total de 14.500 MW, "em ritmo e escala que a África do Sul possa pagar", com 2.500 MW entrando em operação no período entre 2031 e 2035; 1.925 MW, entre 2036 e 2040; e cerca de 10.0075 MW, para o período de 2041-2050. Três dos quatro cenários de desenvolvimento contidos no IRP2023, no entanto, não contemplam a adição de energia nuclear à matriz sul-africana.

HIDROGÊNIO DE BAIXA EMISSÃO

A África do Sul tem planos ambiciosos para o desenvolvimento da indústria de hidrogênio de baixa emissão no país, um dos pilares do JETIP. Diante da baixa demanda doméstica inicial, no entanto, explicada, entre outros fatores, pelos preços elevados, o governo conta com o mercado internacional, notadamente da Europa e da Ásia, para impulsionar as iniciativas sendo planejadas. Embora o país ainda não tenha regulação específica para o setor, os documentos oficiais referem-se sempre a "hidrogênio verde", sinalizando a tendência de que os padrões de produção a serem eventualmente adotados seguirão aqueles estabelecidos em outros países.

Dadas suas abundantes reservas de minerais do grupo platina, empregados na fabricação de eletrolisadores, e o potencial de recursos de energia renovável, a África do Sul pode produzir, segundo estimativas do setor privado, entre 4 milhões e 8 milhões de toneladas de hidrogênio verde, até 2050. O desenvolvimento de "economia de hidrogênio verde" poderia adicionar cerca de 3,6% ao PIB sul-africano e criar pelo menos 370.000 empregos. Para capturar essa oportunidade, no entanto, será preciso criar capacidade de eletrólise de 3 GW a 5 GW, nos próximos três a cinco anos, o que exigiria, por sua vez, a construção de 6 GW a 10 GW de capacidade de energia renovável, em adição às estimativas sobre as quais se discorreu acima. Há, por essa razão, questionamentos sobre a inclusão do hidrogênio no JETIP, com preocupação de que sejam desviados investimentos, de outras prioridades, para este setor.

Não obstante as inquietações, o plano de investimentos traz cifras ainda mais ambiciosas, apontando que o hidrogênio será fundamental para a descarbonização da

economia sul-africana, com o potencial de remover 10-15% das emissões de carbono do país, ao mesmo tempo em que poderá proteger e impulsionar importantes setores industriais "downstream", como produtos químicos, cimento, ferro e aço. Para construir a infraestrutura necessária para tanto, o plano prevê inversões na faixa de USD 133 bilhões para financiar mais de 100 GW de capacidade dedicada de eletricidade renovável, tanto eólica quanto solar, e mais de 60 GW de capacidade de eletrólise.

Para a associação do setor, no entanto, a posição do governo será de facilitar o desenvolvimento de projetos do setor privado, não se prevendo desembolsos públicos para a construção de infraestrutura ou dos projetos em si. De acordo com o JETIP, o investimento público estará focado em "intervenções-chave", incubando ecossistemas locais de hidrogênio verde, realizando planejamento crítico e desenvolvendo o capital humano exigido.

Como no caso das energias renováveis a serem adicionadas à rede para atender à demanda-base da economia, o desenvolvimento da indústria de hidrogênio dependerá de investimentos expressivos em transmissão e de uma política de transporte ("wheeling") de eletricidade, ainda em formulação. Atores do setor apontam, ademais, para a limitação do sistema nacional de gasodutos, o que deverá ser levado em consideração no planejamento da instalação das unidades de eletrólise.

Contando a seu favor, a África do Sul possui expertise considerável para o beneficiamento de hidrogênio em eletrocombustíveis. Maior operadora global da tecnologia de Fischer-Tropsch, usada nas instalações de carvão para líquidos da Sasol em Secunda, o país dispõe de ativo-chave e base de conhecimento para o desenvolvimento do setor. Cria-se, assim, a possibilidade de beneficiamento local do hidrogênio em derivados, incluindo e-amônia, e-metanol e combustível de aviação sustentável.

O potencial de exportação considerado pelo país é de 2 milhões de toneladas ao ano, até 2040, com possibilidade de aumento para 8 milhões de toneladas no longo prazo. Caso os investimentos atinjam escala suficiente até 2030, estima-se que, então, as exportações sul-africanas de hidrogênio verde já possam alcançar 700 mil toneladas. Com vistas a garantir mercado capaz de justificar os investimentos necessários, o governo sul-africano considera que será preciso, junto com outros países da África Subsaariana, advogar por volumes de compra garantidos para aproveitar os requisitos de diversidade de importação do programa REPowerEU, da União Europeia.

Em termos de parcerias internacionais, destaca-se a cooperação bilateral com a Alemanha. Por meio do Instituto de Crédito para Reconstrução (KfW) e da Agência Alemã de Cooperação Internacional (GIZ), a Alemanha está fornecendo cofinanciamento para projetos selecionados de hidrogênio verde na África do Sul na forma de subsídios, assistência técnica, fundos para o desenvolvimento de projetos e dívida concessionária.

Em outubro de 2021, a África do Sul aprovou o Roteiro da Sociedade do Hidrogênio, que estabelece ambições nacionais e priorização de setores na implantação da economia do hidrogênio na África do Sul, identificando 70 ações prioritárias, em seis objetivos principais: descarbonização do transporte pesado, descarbonização da indústria

intensiva em energia, setor de energia aprimorado e verde, centro de excelência em manufatura para produtos de hidrogênio e componentes de células a combustível, criação de um mercado de exportação para o hidrogênio verde sul-africano e aumento do papel do hidrogênio no sistema energético, em linha com a transição para uma economia de zero carbono. O roteiro planeja implantar 10 GW de capacidade de eletrólise e produzir pelo menos 500 kt de hidrogênio anualmente, até 2030, com a capacidade aumentando para 15 GW, até 2040. Em outubro de 2023, o país também aprovou a Estratégia de Comercialização de Hidrogênio Verde (GHCS), que visa operacionalizar o Roteiro da Sociedade do Hidrogênio.

AMÔNIA VERDE

Um importante desdobramento da produção de hidrogênio de baixa emissão na África do Sul será a construção de plantas de amônia verde. Nesse sentido, destaca-se o projeto encabeçado pela empresa britânica "Hive Energy", que pretende estabelecer cinco grandes unidades de produção de hidrogênio e amônia, na Zona Econômica Especial de Coega, ao lado do porto de águas profundas de Ngqura (Cabo Oriental), em investimento estimado em USD 4,6 bilhões. As plantas serão alimentadas por 15 GW de energia renovável e devem ter capacidade de produção de 900 mil toneladas de amônia verde ao ano, a serem exportadas. Anunciado em 2021, o projeto deve entrar em operação em 2028. Em 2023, o Japão assinou memorando de entendimento com a África do Sul na área de hidrogênio e a empresa japonesa "Itochu" associou-se à iniciativa.

Outro projeto de relevo é o Programa de Hidrogênio Verde de Boegoebaai, inscrito no rol de Projetos Integrados Estratégicos do governo sul-africano, em dezembro de 2022. Localização privilegiada no campus proposto de Boegoebaai dentro da Zona Econômica Especial a ser estabelecida na Província do Cabo Setentrional, diretamente adjacente a um novo porto especializado de águas profundas planejado, foi reservada para o programa, o que poderá facilitar a exploração do potencial de Boegoebaai como um centro global de hidrogênio verde multi-investidor. A Sasol concluiu um estudo de pré-viabilidade sobre a oportunidade de exportação de hidrogênio verde e amônia em Boegoebaai, confirmado seu potencial de ser técnica e economicamente viável, a depender de parcerias internacionais.

MOBILIDADE ELÉTRICA

A mobilidade elétrica é outro pilar do JETIP, sendo o foco, neste caso, na transição das cadeias de valor do setor automotivo em atenção a tendências de mercado a favor dessa solução. O setor automotivo da África do Sul é um grande contribuinte para o PIB e na geração de empregos, com produção anual de ZAR 259,7 bilhões (USD 13,6 bilhões), ou 5,7% do PIB da África do Sul, em 2020, e 17% da produção industrial do país, empregando mais de 500 mil pessoas. Mais de 60% dos veículos sul-africanos são exportados, sendo 77% (2021) desse volume destinado ao Reino Unido e à União Europeia. Consequentemente, o setor sente-se ameaçado pelas legislações daqueles mercados prevendo a proibição da venda de veículos com motores de combustão interna e vê premência na adaptação à demanda por veículos elétricos (VE).

O setor automotivo da África do Sul ocupa o 21º lugar na produção global de veículos, mas enfrenta desafios-chave na transição energética no tocante à sua capacidade de i) financiar a mudança tecnológica para plataformas e capacidades de fabricação de VE; ii) permanecer globalmente competitivo na produção de VE devido a menores barreiras de entrada para novos fabricantes; iii) descarbonizar a cadeia de suprimentos local atendendo aos requisitos globais dos fabricantes originais de equipamentos e do mercado; iv) financiar a adoção doméstica de VE e a implantação de infraestrutura de carregamento de baterias, bem como o apoio ao investimento e incentivos para a acessibilidade de renda média; e v) financiar a recapitalização de fornecedores de médio a pequeno porte de componentes específicos de motores de combustão interna para produzir tecnologias de VE.

A despeito dessas dificuldades, há potencial para o desenvolvimento da indústria local, sobretudo à luz da dotação natural de minerais críticos que servem de base para a cadeia de suprimentos de baterias. Considerando representarem as baterias até mais de 50% do custo de um VE, as implicações de não se estabelecer localmente essa cadeia de valor podem significar que a meta de conteúdo local de 60% até 2035 não será alcançada. A meta corresponde às regras de origem da UE, para a venda sem tarifas para o bloco, de forma que a eventual importação de baterias por fabricantes poderá impactar diretamente as exportações sul-africanas.

Em dezembro de 2023, o Departamento de Comércio, Indústria e Competição (DTIC) divulgou o Livro Branco de Veículos Elétricos do país, que servirá de base para as políticas nacionais de transição para VE. Conquanto destaque os riscos associados à transformação do mercado global, o documento afirma que a abordagem do governo quanto ao desenvolvimento da indústria automotiva é "agnóstica" em termos de tecnologias. Haveria a possibilidade, assim, de serem considerados veículos a combustão interna com combustíveis "sustentáveis", em adição aos veículos a bateria ou célula combustível.

Há que se ter em conta, nessa formulação, a dificuldade, sobretudo no curto prazo, de introdução dos VE no mercado local, seja pelo seu preço mais elevado, seja pela ausência de infraestrutura para carregamento, seja ainda pela deficiência no suprimento de energia, o qual, ademais, é de matriz majoritariamente poluente. De toda forma, a Estratégia de Transporte Verde, elaborada pelo Departamento de Transportes em 2018, estipula a promoção de veículos híbridos e elétricos com vistas à descarbonização do setor, até 2050.

No que toca a incentivos fiscais para a mobilidade elétrica, o discurso do orçamento deste ano informou a repriorização de ZAR 964 milhões do DTIC para esse fim. Adicionalmente, o governo prevê a introdução de incentivo ao investimento, válido a partir de março de 2026, segundo o qual os produtores poderão ter reembolso de 150% do valor investido na produção de veículos elétricos e a hidrogênio, por um ano.

BIOCOMBUSTÍVEIS

Apesar de tentativas ao longo dos últimos anos, a África do Sul não tem sido exitosa na promoção dos biocombustíveis. Em dezembro de 2007, o governo aprovou a Estratégia Industrial de Biocombustíveis com a exclusão de milho e de espécies não nativas como matérias-primas devido a preocupações com a segurança alimentar e o meio ambiente. A estratégia adotou foco de curto prazo e visava alcançar penetração de 2% de biocombustíveis no fornecimento nacional de combustíveis líquidos, o equivalente, então, a 400 milhões de litros por ano.

Somente em 2020, o Departamento de Recursos Minerais e Energia publicou Quadro Regulatório de Biocombustíveis da África do Sul e o Protocolo Nacional de Matérias-Primas para Biocombustíveis, os quais tinham por objetivo fornecer um quadro político e regulatório para a implementação da estratégia de 2007. Juntamente com os regulamentos sobre a mistura obrigatória de biocombustíveis na gasolina e no diesel (E2 e B5), em vigor desde 2015, o arcabouço amplia o objetivo de penetração dos biocombustíveis para 4,5%, em termos de volume.

Até o momento, porém, o mandato de mistura não é cumprido e a produção de biocombustíveis não tem viabilidade econômica. O Protocolo de Matérias-Primas restringe as fazendas já em produção de entrar no setor de biocombustíveis a menos que o plantio de matéria-prima para biocombustíveis faça parte de um regime de rotação de culturas que aumente sua viabilidade financeira. A diretiva, parece, assim, ir de encontro ao objetivo declarado no mesmo documento de ajudar a indústria açucareira a redirecionar as exportações deficitárias de açúcar dos mercados mundiais para um mercado doméstico de biocombustíveis. A política nacional, ademais, exclui matérias-primas de segunda geração, como culturas não alimentares e resíduos, do mecanismo de subsídio com o argumento de que as culturas de primeira geração oferecem maiores benefícios de emprego.

Recorda-se que o setor açucareiro sul-africano produz cerca de dois milhões de toneladas de açúcar anualmente, das quais 1,5 milhão seriam para o mercado interno e 500 mil para exportação. Segundo representante da indústria, o setor tem enfrentado sérias dificuldades na última década e o mercado interno vem-se reduzindo ainda mais desde a imposição, em 2018, da chamada "sugar tax" (tarifa criada para reduzir o consumo de bebidas açucaradas por razões de saúde pública). O preço internacional do açúcar, por sua vez, não cobriria os custos de produção da indústria local, fazendo com que o excedente do mercado doméstico seja exportado com perdas para os produtores. Da mesma forma, cálculos feitos pela associação de produtores de açúcar da África do Sul indicariam que o valor obtido com a venda de etanol seria equivalente àquele obtido pela exportação do açúcar, ou seja, abaixo do custo de produção. Nesse contexto, e tendo em conta os investimentos necessários para reconverter as usinas de modo a também produzir etanol, a produção de bioetanol no país somente seria viável por meio da introdução de subsídios diretos.

No campo de combustíveis sustentáveis para a aviação, destaca-se o projeto Solaris, iniciado em 2015, por meio de parceria entre a empresa italiana "Sunchem" e a "SkyNRG", líder mundial em biocombustíveis de aviação. Por meio da iniciativa, produz-

se biocombustível a partir de cultura específica de tabaco, na região de Limpopo. O projeto conta, ainda, com o apoio da "South African Airways" e da "Boeing". Discussões mais abrangentes em nível governamental ainda estão em curso com vistas ao estabelecimento de roteiro para combustíveis sustentáveis de aviação.

CONCLUSÕES

A transição energética deve impulsionar massivos investimentos na África do Sul, a serem custeados, em sua maioria, pelo setor privado. Sob prisma generalista, portanto, haveria possibilidade de parcerias com empresas brasileiras interessadas em ampliar seu portfólio internacional em energias renováveis. Para além das oportunidades econômicas neste país, investimentos realizados localmente carregam o potencial de se tornarem plataforma para outros países da África Austral, região com abundantes recursos naturais necessários à transição energética. Adicionalmente, podem haver possibilidades comerciais, sobretudo no setor de máquinas para a produção de etanol.

Do ponto de vista governamental, destaca-se a possibilidade de parceria em biocombustíveis, sendo que a cooperação nesta área é um dos pontos constantes da parceria estratégica entre Brasil e África do Sul, assinada em 2010. O Departamento de Energia e Recursos Minerais tem grande interesse em aprender mais sobre a experiência brasileira, sobretudo no campo regulatório, como forma de destravar a indústria no país. Diálogos técnicos nesse sentido foram iniciados em 2021, juntamente com o Ministério de Minas e Energia. Em fevereiro de 2024, o lado sul-africano manifestou interesse em realizar visita técnica ao Brasil. O desenvolvimento do mercado de biocombustíveis permitiria, ao mesmo tempo, reforçar a parceria governamental e auxiliar no posicionamento das empresas brasileiras para possíveis oportunidades comerciais e de investimentos potencialmente significativas.

A despeito da centralidade da discussão sobre a transição energética neste país, é preciso ter em mente o contexto local para matizar as ambiciosas metas governamentais. A África do Sul é uma das economias em desenvolvimento mais intensivas em carbono, emitindo 0,6 kg de CO₂ por dólar do PIB, e o maior emissor de carbono da África, responsável por 40% das emissões totais do continente. O setor de eletricidade é a fonte de quase metade das emissões de gases de efeito estufa do país, em função das usinas a carvão que fornecem 80% da eletricidade. Apenas a substituição dessa fonte de energia, portanto, demandará expansão descomunal da capacidade de geração de eletricidade renovável e da rede de transmissão, além de plantas de armazenamento, em cenário de restrições fiscais no setor público.

Alemanha

(1) INTRODUÇÃO

As origens da transição energética alemã remontam à década de 1970, motivadas por uma conjunção entre a crise internacional do petróleo, movimentos ambientalistas e movimentos anti-energia nuclear. Em reação ao acidente nuclear em Chernobyl, em 1986, o governo alemão criou o Ministério Federal do Meio Ambiente, Proteção da Natureza e Segurança Nuclear e encomendou estudos destinados a explorar cenários para a eliminação progressiva do uso da energia nuclear. Marco importante para a política de transição energética se deu em 1990, com a aprovação da Lei de Alimentação de Eletricidade (StromEinspG), a qual visava a facilitar o acesso de pequenos produtores de eletricidade renovável à rede, mediante obrigatoriedade de aquisição dessa energia pelos operadores com pagamentos mínimos.

Atualmente, as diretrizes para a expansão de geração e uso de energias renováveis na Alemanha - e consequente redução progressiva de fontes fósseis e nuclear -, estão dispostas em diversos atos normativos internos que buscam alinhar a transição energética com compromissos climáticos assumidos no âmbito do Acordo de Paris. Dentre os atos normativos internos de maior impacto para a transição energética estão:

(i) Lei de Proteção do Clima (KSG)

A KSG determina a redução, até 2030, de emissões de gases de efeito de estufa em 65% em relação a 1990, bem como neutralidade de emissões até 2045 e emissões negativas após 2050. A lei prevê metas parciais de redução no decorrer dos anos e monitoramento por conselho de peritos em questões climáticas. A KSG estabelece limites máximos anuais para diferentes setores (energia, indústria, edifícios, transportes, agricultura, resíduos e outros). Se um setor exceder os seus limites de emissão, o ministério federal responsável deve apresentar programa imediato de proteção climática no prazo de três meses, com vistas à retomada da redução. Em abril de 2024, por pressão do ministério dos Transportes, a coalizão de governo decidiu propor alteração na lei para eliminar as "sanções" por setor: somente quando as emissões dos setores ultrapassarem, conjuntamente, a meta total por dois anos consecutivos o governo deverá atuar para reverter o quadro.

(ii) Lei para a Expansão de Energias Renováveis (EEG)

A EEG substituiu, em 2000, a StromEinspG, de 1990, e regula o uso preferencial de eletricidade proveniente de fontes renováveis. A versão atual da EEG, de 2022, entrou em vigor em 1º de janeiro de 2023. A lei estabelece metas para expansão das capacidades instaladas de energias renováveis no país por fontes (eólica onshore, solar) para anos de referência (2024, 2026, 2028, 2030, 2035, 2040). Determina, igualmente, por exemplo, as quantidades mínimas de energia a serem oferecidas em licitações para produção de energia elétrica (eólica onshore, solar, biomassa, hidrogênio verde) por ano. Metas específicas para energia eólica offshore estão previstas na Lei sobre Energia

Eólica no Mar (WindSeeeG), de 2016. Três princípios básicos foram originalmente consagrados na EEG: (a) prioridade de ligação e compra pelos operadores de rede de eletricidade proveniente de energias renováveis; (b) remuneração garantidas para a eletricidade, sob a forma de prêmios de mercado variáveis; (c) ausência de limite de acréscimos de capacidade renovável à rede. A EEG fomenta a produção de eletricidade a partir das seguintes energias renováveis:

- Energia hidrelétrica, incluindo ondas, marés, gradiente salino;
- Energia eólica;
- Energia de radiação solar;
- Energia geotérmica;
- Energia proveniente de biomassa, incluindo biogás, biometano, gás de aterro e gás de esgoto, bem como da porção biodegradável de resíduos domésticos e industriais;
- Gás de minas, que, a rigor, seria fonte de energia fóssil.

De modo a promover a aceitação local de parques solares e eólicos de maior porte, a EEG prevê que os municípios recebam não apenas receitas de aluguel ou tributárias sobre os parques, mas também participação na venda de energia. Para sistemas de energia eólica ou solar em terra com capacidade instalada de mais de 1.000 KW, os municípios podem receber EUR 0,2 cent/KWh produzido.

(iii) Lei sobre Digitalização da Transição Energética (GDEW) A GDEW regula como e quando os contadores de eletricidade analógicos existentes devem ser substituídos por sistemas de medição inteligentes ou dispositivos de medição modernos. Os sistemas de medição inteligentes contribuem para a redução do consumo de energia e, portanto, para evitar facilitar a transição energética. Novos medidores deverão propiciar programação para que equipamentos elétricos sejam alimentados com energia somente quando a rede estiver fornecendo eletricidade gerada por fonte renovável e, portanto, mais barata para o consumidor.

(iv) Lei sobre Produção Combinada de Calor e Energia (KWKG)

Em vigor desde 2002, a KWKG regula o financiamento de sistemas combinados de calor e energia. Os incentivos financeiros destinam-se a aumentar o investimento em centrais de cogeração que produzem eletricidade e calor com baixas emissões de CO₂ e sejam particularmente eficientes.

(v) Lei Federal de Controle de Imissões (BlmSchG)

No âmbito da transição energética, a BlmSchG assume especial interesse para o setor de transportes, já que está incluída em seu escopo a regulação das condições de operação de veículos e restrições de tráfego.

Por meio da aprovação de regulamentos permitidos pela lei, o governo federal implementa internamente requisitos de atos delegados europeus sobre a produção de hidrogênio verde e de combustíveis renováveis.

A transição energética alemã baseia-se largamente no planejamento e direcionamento da economia com base em subsídios. Instrumento central para essa política é o Fundo para o Clima e Transformação (KTF), que, em 2024, conta com EUR 24 bilhões para subsidiar iniciativas de transição. A coordenação do governo com o setor produtivo é intensa e as associações do setor privado e acadêmico são envolvidos nos exercícios de elaboração de atos normativos, planejamentos e estratégias.

A transição energética representa, no entanto, grande desafio para a Alemanha, país de elevado consumo energético per capita (31º lugar no ranking mundial, com 40.977 KWh; Brasil: 86º lugar, com 17.300 KWh) e por área (3º lugar, com 9655 MWh/km²; Brasil: 57º lugar, com 398 MWh/km²), mas que possui poucos recursos naturais para produzir a maior parte da energia demandada internamente. A Alemanha importa, atualmente, 70% de toda a energia que consome e, com vistas a amenizar essa dependência, pretende reduzir essas importações para 30%. No que tange à energia elétrica, a EEG determina que, até 2030, a matriz de consumo interno de eletricidade seja 80% renovável.

Em março de 2023, o chanceler Olaf Scholz ilustrou esse desafio afirmando que, para que a Alemanha cumpra esse objetivo, faz-se necessária instalação, por dia, de quatro a cinco turbinas eólicas, mais de 40 campos de futebol com painéis fotovoltaicos, 1.600 bombas de calor e quatro quilômetros de linhas de transmissão.

Após ter logrado contornar, em 2022, crises de disponibilidade e preço do gás natural em decorrência da guerra na Ucrânia, a Alemanha registrou, em 2023, números positivos no que se refere à transição no setor elétrico. Efetivamente, no ano passado, o país apresentou, pela primeira vez, matriz elétrica mais de 50% renovável: quase 52% da eletricidade consumida e 56% da eletricidade gerada no país tiveram fontes renováveis. Para a eletricidade renovável gerada, participaram as fontes eólica (31%), solar fotovoltaica (11,9%), biogás (6,2%) e hídrica (4,1%). Das fontes convencionais (44%) tiveram participação o carvão (26,1%), o gás natural (13,6%) e a energia nuclear (1,5%). A geração de energia a carvão chegou ao nível mais baixo desde a década de 1960, com economia de 44 MTCO₂e.

Esse resultado histórico se deveu, contudo, não apenas à expansão da geração de energias renováveis no país, mas, sobretudo, à redução da demanda interna por eletricidade (11,8% inferior a 2022) em decorrência da queda da produção industrial intensiva em energia. O país registrou também aumento da importação de energia elétrica (40,6% a mais que em 2022). Como as energias renováveis são mais baratas, os consumidores demandaram menos geração de eletricidade a partir de fontes convencionais.

O fato de a Alemanha ter, pela primeira vez desde 2002, importado mais eletricidade do que exportado, revela a crescente perda de competitividade do preço da energia elétrica

alemã. Se isso foi verdade com relação a vizinhos europeus, tanto mais será com relação a países como EUA e China. O alto preço relativo da eletricidade alemã tem impacto sobre a competitividade internacional da indústria local intensiva em energia (aço, cimento, alumínio, vidro, química etc.). O governo alemão aposta na expectativa de que a expansão da transição energética torne mais barata a eletricidade gerada internamente (80% renovável, em 2030), garantindo, assim, a competitividade de sua indústria.

O governo alemão segue determinado a dar continuidade à sua estratégia de transição energética e afirma que a Alemanha caminha para o cumprimento de suas metas. A tarefa não é fácil, considerando-se que o governo não concebe trabalhar com cenários nos quais parte da indústria local intensiva em energia deixasse o território alemão nas próximas décadas. Dentre as dificuldades a enfrentar na transição estão, por exemplo, (i) lentidão nos processos de autorização de instalação de turbinas eólicas, (ii) dificuldades para suprimento de demanda por máquinas e equipamentos necessários à geração das energias renováveis, (iii) falta de pessoal técnico qualificado para instalação de painéis solares e bombas de calor, (iv) necessidade de expansão de linhas de transmissão em razão do projetado aumento da demanda por energia elétrica decorrente da crescente eletrificação da economia, (v) contrangimentos orçamentários para o Fundo para o Clima e Transformação, (vi) falta de disposição de parte da sociedade local em aceitar os custos da transição, (vii) atritos políticos entre os partidos que formam o governo com relação a instrumentos e rotas tecnológicas empregadas para a transição.

Os parágrafos seguintes apresentarão as metas e estratégias do governo alemão para promover a transição energética nas áreas específicas mencionadas na consulta, com acréscimo de tópico sobre transição no setor industrial intensivo em energia, seguidos de conclusão com possibilidades de cooperação com o Brasil.

(2) HIDROGÊNIO DE BAIXA EMISSÃO

O governo alemão aposta no "hidrogênio verde" (H2V) produzido por eletrólise da água com base em energia solar ou eólica como principal rota para descarbonizar setores de difícil eliminação de emissões, sobretudo aqueles difíceis de eletrificar, como determinados setores industriais tais como químico e de aço, bem como para uso em termoelétricas a gás quando necessário suprir falta de eletricidade gerada por sol ou vento.

Com vistas a promover a cadeia de H2V, o Gabinete federal aprovou, em julho de 2023, atualização da Estratégia Nacional de Hidrogênio alemã (NWS). A estratégia mantém porta aberta para aplicação do H2V em todos os setores da economia, embora deixando claro que, "enquanto o H2 for escasso e dispendioso, é natural que o foco de sua aplicação esteja em setores onde a eletrificação direta não seja economicamente razoável ou tecnicamente possível". Incluiu-se também, no documento, pela primeira vez, reconhecimento à possibilidade de uso de hidrogênio de baixo carbono que não o "verde", tal como o "azul" (derivado do gás natural, com captura e armazenamento de carbono - CCS) e o "laranja" (derivado de resíduos), na fase inicial de aceleração do

mercado e desde que produzidos com rígidos critérios de controle de emissões. Conforme resumiu o ministro da Economia e Proteção do Clima, Robert Habeck: "nós promovemos uma economia verde e aceitaremos também o que estiver disponível, na medida em que a alternativa verde ainda não esteja".

Objetivo central da NWS é estabelecer diretrizes para geração, transporte, armazenamento, distribuição e uso de H₂ e seus derivados na Alemanha, prevendo medidas para fomento de pesquisa e investimentos voltados ao abastecimento do país com hidrogênio verde e sustentável em longo prazo, por meio da produção intraeuropeia competitiva e da diversificação de importações "confiáveis".

Considera-se que a "fase 1" da NWS - consistente em dar início, a partir de 2020, ao desenvolvimento do mercado de H₂ - foi executada pelo governo federal ao longo de 2021 e 2022, com o lançamento de projetos-piloto em setores como de indústria e transportes; desenvolvimento de novas tecnologias; instituição de programas de fomento à economia internacional de H₂, como o "H2Global"; e estabelecimento de parcerias bilaterais em matéria de H₂. O documento de atualização da Estratégia não faz, no entanto, menção expressa ao Brasil nem a nenhum outro país que não seja da UE ou vizinho imediato da UE, no que tange a comércio e investimentos na cadeia de H₂. Registra-se apenas menção, em parágrafo sobre projetos de pesquisa e desenvolvimento, à intenção de ampliar "parcerias existentes com África ocidental e austral, Austrália e Canadá" para parceiros "como EUA e Taiwan".

Para a atual "fase 2", o documento apresenta balizas para aceleração do desenvolvimento do mercado de H₂, tendo 2030 como horizonte temporal e prevendo diretrizes nas seguintes áreas principais: (i) asseguração de disponibilidade de H₂; (ii) desenvolvimento de infraestrutura de H₂; (iii) consolidação de aplicações para o H₂; e (iv) instituição de condições adequadas para desenvolvimento da cadeia de valor de H₂. Para cada uma delas, a NWS estipula medidas de curto prazo (já em implementação ou a ser implementadas em 2023), médio (2024/25) e longos prazos (até 2030).

A demanda alemã atual por H₂ é de 55 TWh, coberta por hidrogênio "cinza" (produzido a partir de gás natural). A estimativa apresentada na NWS é de que a Alemanha necessitará, até 2030, de 40 TWh a 75 TWh adicionais de H₂, dependendo do desenvolvimento da cadeia de valor nos diferentes setores de aplicação. A variação é grande, precisamente devido à preocupação política de não descartar o desenvolvimento de nenhum setor (industrial, transporte, aquecimento ou elétrico). A demanda total de H₂ estimada para 2030 é, portanto, de 95 TWh a 130 TWh, o que corresponderia a cerca de 3% do consumo energético total do país, que equivaleu, em 2022, a 3600 TWh. Corresponderia, igualmente, a cerca de 10% do atual consumo anual de gás natural na Alemanha (1000 TWh). Declarações recentes do ministro Habeck revelam que o governo alemão projeta, para 2045, uma demanda anual de H₂ de 500 TWh a 600 TWh, de modo a garantir a neutralidade de emissões.

A fim de permitir aumento da contribuição interna para o suprimento dessa demanda, a NWS prevê a necessidade de dobrar a projetada capacidade instalada de

eletrolisadores na Alemanha até 2030: de 5 GW - prevista no documento da Estratégia de 2020 - para 10 GW - valor que, por sua vez, já constava do contrato de coalizão governamental, de novembro de 2021, quando se formou o governo Scholz.

Dentre os instrumentos disponíveis para o cumprimento dessa meta, estariam a adoção de medidas que contribuam para redução do preço do H2V e aquecimento da demanda, bem como o fomento direto para instalação de eletrolisadores, em terra e acoplados a turbinas eólicas offshore. Até 2028, deverão ser licitados, anualmente, 500 MW de capacidade de eletrólise para produção nacional de H2V por energia eólica offshore.

Ao apresentar a nova NWS, Habeck afirmou que os 10 GW de capacidade interna de eletrólise deverão ser construídos "essencialmente offshore" e que corresponderão a cerca de um terço da demanda de 130 TWh projetada para 2030. Os dois terços restantes deverão ser importados. Em termos mais específicos, a versão atualizada da NWS prevê a necessidade de importação de 50% a 70% do H2 demandado pela Alemanha (de 45 TWh a 90 TWh).

Com vistas à especificação de medidas destinadas à importação de H2 e seus derivados, a NWS prevê elaboração e publicação de uma Estratégia de Importação de Hidrogênio e Derivados de Hidrogênio. Espera-se que a Estratégia de Importação "envie um sinal aos países parceiros europeus e internacionais de que o governo federal deseja engajar-se em iniciativas de cooperação e estabelecer cadeias e padrões de suprimento seguros e sustentáveis, e de que a Alemanha está disponível como parceira tecnológica".

A NWS prevê que, até 2030, as importações deverão se dar essencialmente por via marítima, sobretudo sob forma de amônia cuja produção tenha evitado emissões de efeito estufa. De acordo com o documento, as importações de metano verde, metanol sintético, LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carrier) e hidrogênio líquido poderão desempenhar um papel em médio e longo prazo. Após 2030, a importação baseada em gasodutos de H2V da Europa e de regiões vizinhas deverá ser progressivamente ampliada, embora sem abandonar o princípio da minimização de riscos por meio da diversificação de importações.

Instrumentos alemães de apoio à importação de H2, como o programa H2Global, a plataforma PtX e o fundo de desenvolvimento PtX H2Uppp serão continuados; novos programas deverão ser desenvolvidos. Recordo que, no âmbito do programa H2Global, foi criada a empresa "Hydrogen Intermediary Network Company" (HINT.CO), responsável por comprar, mediante licitação, derivados de H2V no mercado mundial, com contratos de longo prazo (em princípio, 10 anos), e vendê-los a proponentes com as maiores ofertas na Alemanha. Possibilidade de vendas, pela HINT.CO, de derivados de H2V a outros países da União Europeia encontra-se sob consideração, na medida em que avança pretendida cooperação com Bruxelas nesse sentido. Se o preço de compra no mercado internacional for, para a HINT.CO, superior ao de venda no espaço europeu, recursos públicos compensarão a perda.

De acordo com o documento, o desenvolvimento do mercado internacional de H2 deve ser apoiado pela Alemanha em foros internacionais como AIE, IRENA, 'Clean Energy

Ministerial e Mission Innovation` (CEM/MI), Parceria Internacional para Hidrogênio e Células de Combustível na Economia (IPHE), além de G7 e G20. O texto ressalva preferência de que padrões de "boa governança" sejam definidos no âmbito do G7 ou do G20. Esses padrões incluiriam "diretrizes para minimizar impactos ambientais e apoiar transformações sociais, econômicas e socioecológicas locais e transições energéticas, recomendações sobre transições energéticas nacionais, padrões para o mercado de trabalho e proteção de direitos humanos, medidas para elevar agregação de valor em países em desenvolvimento e emergentes por meio de `industrialização verde` e intercâmbio de `boas práticas` com vistas ao aumento da aceitação de projetos".

As parcerias bilaterais mantidas pela Alemanha também com países não europeus em matéria de H2, energia e clima serviriam como "moldura política" para o desenvolvimento de cadeias de valor transfronteiriças de H2, incluindo o lançamento de "alianças portuárias" para o desenvolvimento de rede de importação e exportação. É objetivo da Alemanha aprofundar o tema do hidrogênio no âmbito das parcerias climáticas, energéticas ou de H2, com vista a alavancar o potencial de exportação com instrumentos apoio político e financiamentos.

A NSW trata, ademais, de apoio à formação de um mercado internacional com padrões uniformes para H2V e H2 de baixo carbono, mediante iniciativas como a do Clube do Clima, lançado pela presidência alemã do G7, em 2022. O objetivo é evitar fragmentação do mercado, fortalecer suas bases e promover seu crescimento.

A NWS considera essencial, para desenvolvimento do mercado de H2, além da disponibilidade do elemento, a construção de infraestrutura relativa a terminais, redes de distribuição, tanques e armazenamento. Trata-se da necessidade de desenvolvimento de rede nacional capaz de conectar os futuros consumidores com os locais de produção ou importação de H2.

Prevê-se adaptação, para H2, de gasodutos atualmente utilizados para gás natural, além da construção de novos já projetados para transporte de hidrogênio. De acordo com a NWS, uma rede de ao menos 1800 quilômetros deverá ser construída até 2027/2028, de modo a conectar as regiões relevantes da Alemanha entre os lados da oferta e da demanda. Terminais de armazenamento também deverão ser construídos ou adaptados de gás natural para H2 e derivados.

Independentemente dos avanços na produção de navios e aeronaves movidos a H2 ou derivados, estuda-se estabelecimento de infraestrutura inicial de tanques de abastecimento de H2 e derivados. A NWS orienta expansão de infraestrutura de abastecimento, sobretudo para o setor de transporte de carga pesada - e, cada vez mais, na aviação e na navegação - em vista da necessidade de atendimento de metas climáticas do país.

A NSW alude a estimativa do Ministério da Economia e Proteção do Clima (BMWK) de que a indústria demande, em 2045, o equivalente a entre 290 TWh e 440 TWh de hidrogênio. Estima-se que o H2 seja usado, em primeiro lugar, em processos industriais

que exijam alta temperatura que não possam ser atingidas - técnica ou economicamente - a partir de energia elétrica (indústrias de aço e química, principalmente).

O documento afirma que apoio financeiro estatal será necessário, em curto e médio prazos, para o desenvolvimento do mercado de H2 no setor industrial, o qual demanda investimentos em inovação e transformação técnica da linha de produção. Ações de fomento citadas são: conclusão de "acordos de proteção do clima para a indústria" (apoio para redução de custos em setores intensivos em emissões, resultantes da construção de plantas e do estabelecimento de operações mais favoráveis ao clima); financiamento no âmbito do IPCEI; e recurso ao programa de financiamento à descarbonização na indústria (DDI). O DDI, gerido pelo BMWK, financia projetos de elevado caráter inovador e passíveis de tornarem-se modelos para outras empresas, com o objetivo de reduzir emissão anual equivalente a 2,5 milhões de toneladas de CO2 pela indústria. Recordo contribuir o setor industrial com 22% das emissões de gases de efeito estufa na Alemanha, dos quais a indústria de aço participa com 30%.

Além do apoio financeiro, devem ser estabelecidos outros pré-requisitos para comercialização bem-sucedida de produtos industriais com baixo teor ou neutros em gases de efeito estufa. A NSW considera que demanda por produtos verdes ajudará a reduzir necessidade de apoio governamental em médio e longo prazos. Possível ação de curto prazo mencionada é a instituição de rótulos, padrões de produtos, bem como de critérios e cotas em compras públicas para aço e cimento.

No setor de transportes, eletrificação com baterias e células de combustível e uso de combustíveis renováveis baseados em eletricidade são consideradas as principais alavancas para alcançar as metas de proteção do clima, juntamente com redução do tráfego e transferência modal. O H2 e seus derivados seriam importante alicerce para uma mobilidade sustentável e ecológica, "complementando formas alternativas de propulsão".

Acelerar produção e uso de H2 e combustíveis à base de eletricidade (e-fuel) seria particularmente necessário nos setores de aviação e navegação e para aplicações especiais, como as encontradas no setor militar. Para o tráfego aéreo, já se decidiu por obrigatoriedade de introdução, no mercado interno, de combustíveis de aviação PtL (power-to-liquid) de base elétrica, além do desenvolvimento de células de combustível para aviação baseadas em H2.

No setor elétrico, estima-se que o H2 e derivados contribuam para a segurança energética alemã, na medida em que sirvam de vetor para produção de eletricidade, se necessário, em tempos de alta demanda e baixa geração de energias renováveis. Testes de desenvolvimento do mercado de usinas de H2 baseadas em turbinas movidas a H2, células de combustível e motores de combustão devem ter lugar nos próximos anos. Licitações que se estenderão até 2028 deverão exigir que novas usinas termoelétricas a gás sejam projetadas como conversíveis para H2 e seus derivados ("H2-ready"), bem como para biogás.

No setor do aquecimento, não se prevê aplicação significativa de hidrogênio até 2030. No entanto, a conversão das redes de distribuição de gás para H2 e a utilização de caldeiras de H2 descentralizadas deverão ser jurídica e tecnicamente possíveis.

Com base nos cenários do BMWK, a demanda anual de hidrogênio nas redes de eletricidade e aquecimento deve corresponder, juntas, a cerca de 80 TWh a 100 TWh, a partir de 2045.

Além de medidas prioritárias de apoio e financiamento ao desenvolvimento de infraestruturas de geração, terminais, redes, tanques de abastecimento, armazenamento e uso de H2 e derivados, a NWS considera que aceleração da consolidação do mercado de H2 requer, também, criação de condições complementares efetivas, coerentes e transparentes nos campos jurídico e da promoção de pesquisa, inovação e formação.

No campo jurídico, essas condições incluiriam desenvolvimento de legislação que simplifique e informatize procedimentos de planejamento e aprovação para instalação de eletrolisadores e infraestruturas em toda a cadeia de valor do H2. Ao mesmo tempo, buscar-se-á expandir as capacidades das repartições públicas relevantes, nos níveis municipal, estadual, federal e da UE.

As condições normativas abrangeriam, igualmente, instituição de padrões de sustentabilidade e sistemas de certificação. De acordo com a NWS, o crescimento sustentável do mercado de H2 dependerá da aprovação de "ambiciosos e uniformes padrões de sustentabilidade e sistemas de certificação para o H2 e seus derivados, tanto para produção interna como, especialmente, para importações". O texto registra que entendimento internacional sobre reconhecimento mútuo de normas e certificações está sendo promovido e requererá harmonização de padrões de produção, transporte e venda de H2 e derivados em nível europeu e com países não europeus. Estabelecimento de sistemas de certificação garantiria que uso do H2 venha a ser acompanhado de expansão de energias renováveis e que determinadas quantidades de produção internacional pudessem ser orientadas de antemão para atender as demandas alemã e de outros países importadores. A NWS considera, nessas condições, importante que critérios de sustentabilidade e sistemas de certificação sejam estabelecidos no maior número possível de países e que sejam mutuamente reconhecidos. Isso se aplicaria "especialmente a países com os quais a Alemanha mantém parceria em hidrogênio".

Por meio da atualização da NWS, a Alemanha reitera sua determinação em contribuir decisivamente para a criação de um mercado internacional de H2, com o propósito de manter modelo de importação de energia, mão-de-obra e matérias-primas de baixo custo relativo para o país (conforme procedia com importação de gás barato da Rússia). O país ambiciona, dessa forma, manter competitividade da indústria nacional e seguir exportando produtos industrializados, de maior valor agregado, além de tecnologia industrial associada a H2. A estratégia contribuiria, ademais, para cumprimento das metas climáticas do país e redução da dependência de exportadores de combustíveis fósseis. É intenção da Alemanha controlar, ao menos na fase inicial, e influenciar de

forma determinante, no futuro, o mercado internacional de H2 e derivados por meio de instrumentos como a empresa intermediária HINT.CO, criada no âmbito do Programa H2Global.

(3) ENERGIA EÓLICA ONSHORE E OFFSHORE

A energia eólica é a fonte de eletricidade renovável mais importante na Alemanha (31% da matriz de eletricidade gerada, em 2023, com crescimento de 13,8% em relação a 2022), tendo ultrapassado o carvão (26,1%, em 2023) e reforçado potencial para se tornar a espinha dorsal do sistema energético alemão. Em 2023, a capacidade instalada de turbinas onshore no país era de 61 GW (responsável pela geração de 22,2% da energia elétrica alemã em 2023) e, offshore, de 8,5 GW (responsável por 8,8% da matriz elétrica em 2023). No entanto, há ainda muito o que expandir até a projetada neutralidade climática, em 2045.

(i) Energia eólica onshore

De acordo com a já citada Lei de Energias Renováveis (EEG), de 2022, a capacidade instalada de energia eólica onshore deve ser expandida para 115 GW até 2030, 157 GW até 2035 e 160 GW até 2040. Para tanto, será necessária uma expansão média anual de 5,8 GW entre 2024 e 2040 (em 2023, a expansão foi de 3,6 GW). Entre os anos de 2024 e 2028, inclusive, a EEG determina a licitações para instalação de energia eólica onshore em volumes anuais mínimos de 10 GW.

Os principais fatores limitantes da expansão são: morosidade na liberação dos locais designados para a geração de energia eólica e no fornecimento de componentes técnicos, falta de padronização nos procedimentos entre os diferentes estados federados, falta de mão-de-obra qualificada, bem como dificuldades na logística de transporte de grandes componentes de turbinas. A duração média desde o planejamento até ao licenciamento de um parque eólico é de quatro a cinco anos.

Uma série de medidas em linha com a EEG vem buscando simplificar e acelerar o cumprimento das metas de expansão por meio da simplificação e aceleração dos processos de planejamento e aprovação de projetos. Em 2022, foi aprovada a Lei para Aumentar e Acelerar a Expansão de Turbinas Eólicas Onshore ("Lei sobre Energia Eólica Onshore" - WindBG), que entrou em vigor em 1/2/2023.

A WindBG estabelece metas de área nos diferentes estados federados para a expansão da energia eólica. Segundo o governo federal, 0,8% da área do país foi designada para turbinas eólicas onshore - mas apenas 0,5% estaria efetivamente disponível. Isso ocorre, em grande parte, porque alguns estados, sobretudo no sul do país, resistem em autorizar a expansão da geração de energia eólica em seus territórios, alegando impedimentos ambientais ou oposição de comunidades locais.

Pela lei, até o final de 2032, os estados deverão destinar 2% da área federal para energia eólica (cidades-estados são obrigadas a destinar 0,5%). A lei estipulou que 1,4% da área deverá estar disponível para energia eólica até 2027. Foram também introduzidos

procedimentos de avaliação padronizados para a conservação de espécies em todos os estados, de modo a acelerar os procedimentos de licenciamento.

Em maio de 2023, o governo federal apresentou sua Estratégia para a Energia Eólica Onshore, com foco na dinamização da aprovação de projetos eólicos, na mobilização de terrenos em curto prazo e na aceleração da repotenciação, com vistas ao incremento da capacidade instalada, e no recrutamento e qualificação expeditos de trabalhadores para o setor. A estratégia levou ao desenvolvimento de medidas para facilitar a aprovação do transporte de componentes de turbinas eólicas.

O governo considera exitosos os resultados das medidas adotadas em 2023. Já no primeiro semestre de 2023, havia sido ligado à rede número de turbinas eólicas 50% maior que em 2022. Em todo o ano de 2023, 826 novas turbinas eólicas com uma potência total de 3,6 GW entraram em operação. Afinal, as instalações eólicas onshore em 2023 aumentaram 62% em relação a 2022. De acordo com a Agência Federal de Redes alemã, foram emitidas, em 2023, 80% mais aprovações para instalação de parques eólicos onshore do que em 2022. Estas aprovações somam uma capacidade total de cerca de 8 GW, que deverá ser implementada nos próximos anos.

A resistência de parte da população à instalação de novos parques eólicos também tem diminuído. As ações judiciais movidas por cidadãos e grupos ambientalistas - que costumavam ser generalizadas ao longo dos últimos anos - diminuíram em grande parte, sobretudo devido às alterações regulatórias que estabeleceram obstáculos mais elevados para objeções legais.

(ii) Energia eólica offshore

A Lei sobre Energia Eólica no Mar (WindSeeeG), de 2016, prevê que a capacidade instalada de energia eólica offshore na Alemanha atinja 30 GW, em 2030; 40 GW, em 2035; e 70 GW, em 2045.

Em 2023, entraram em operação 27 novos sistemas offshore, com potência de 0,257 GW. Isso significa que existem, atualmente, 1.564 turbinas eólicas na costa alemã do Mar do Norte e do Mar Báltico. A capacidade instalada subiu para quase 8,5 GW. Em 2023, foram também leiloados 8,8 GW, o que representa, portanto, mais do que a capacidade total de turbinas offshore instaladas na Alemanha.

Em princípio, a construção de parques eólicos no mar demora significativamente mais tempo do que em terra, já que projetos offshore são técnica e logisticamente mais complexos. Quatro parques eólicos com uma produção de 2,54 GW estão atualmente em construção. Espera-se que 0,718 GW sejam adicionados em 2024.

A expansão da eólica offshore envolve desafios comuns e diferentes daqueles enfrentados na expansão onshore. Dentre os comuns, estão a falta de mão-de-obra qualificada, a crise financeira do setor devido a falhas técnicas na fabricação de turbinas (caso da Siemens Gamesa) e demanda represada pela burocracia e atrasos em leilões, o

que levou a que fabricantes investissem em aumento de capacidade que não se reverteu em encomendas. Além disso, a expansão também sofre resistência por parte de grupos ambientalistas, devido ao impacto negativo nas populações de espécies marinhas e de aves migratórias.

Dentre os desafios diferentes, estão a competição com atividades de pesca e de extração de óleo e gás, com rotas de transporte marítimo e área costeira limitada. Com vistas superar a limitação da área costeira, a Alemanha tem estabelecido acordos com países vizinhos para a exploração e também para o cuidado compartilhado de infraestruturas. Um exemplo é o acordo celebrado entre Alemanha, Dinamarca, Reino Unido, Bélgica, Países Baixos e Noruega para a proteção de infraestruturas críticas no Mar do Norte, dentre elas, de eólica offshore. O acordo inclui também cabos submarinos, gasodutos e oleodutos.

Em março de 2024, o governo alemão propôs projeto de lei sobre a implementação da RED III europeia nas áreas da energia eólica offshore e de redes, apesar de resistências de conservacionistas, desenvolvedores de projetos e suas associações. Alterações na legislação interna teriam o objetivo de instituir as chamadas "áreas de aceleração para a expansão da energia eólica" nos mares do Norte e Báltico, que seriam utilizadas também para produção de hidrogênio. As modificações na legislação passam, em grande medida, pela simplificação - considerada por muitos como excessiva - dos processos de análise de impacto ambiental (EIA), os quais não seriam mais necessários para projetos individualmente. Mesmo empresas do setor se mostraram reticentes em relação à proposta, a qual reduziria a segurança jurídica para decisões de investimentos naquelas áreas.

O governo alemão está também interessado no emprego de turbinas flutuantes, que teriam vantagens em termos de facilidade e custo de instalação. Faltariam ainda estudos de impacto ambiental conclusivos, mas as primeiras análises apontariam para menor impacto em espécies marinhas.

(4) ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A Alemanha foi pioneira no desenvolvimento em larga escala da indústria solar fotovoltaica. O forte desenvolvimento da indústria no país, sobretudo a partir do início dos anos 2000, deveu-se à instituição da tarifa de compra de energia prêmio (feed-in), regulamentada pela EEG. De 2000 a 2011, a energia gerada com base em fonte fotovoltaica aumentou de 0,064 TWh para 19 TWh - cerca de trezentas vezes mais.

Nos anos 2010, países com custos de produção mais baixo e crescentes subsídios, em especial, na China, colocaram a indústria alemã sob pressão. O aumento da concorrência, a queda dos preços de painéis estrangeiros e, ao mesmo tempo, a redução de subvenções locais levaram ao fechamento de muitas empresas alemãs fabricantes de células e módulos fotovoltaicos. Atualmente, 90% dos componentes da indústria solar são importados da China. Em vista das metas de expansão de energias renováveis, a Alemanha está cada vez mais dependente de produtos asiáticos no setor da geração de energia solar.

Atualmente, a energia solar contribui com 11,9% da matriz elétrica gerada na Alemanha, com uma capacidade instalada de 82,2 GW (dados de 2023). O aumento da capacidade solar em 2023 (14,6 GW) quase duplicou em comparação com o ano anterior, devido principalmente a instalações residenciais. A meta de expansão para 2023 (9 GW) foi atingida já em agosto daquele ano.

A EEG determina que a capacidade instalada de energia solar chegue a 215 GW, em 2030; 309 GW, em 2035; e 400 GW, em 2040. A lei também prevê licitações anuais mínimas de geração solar fotovoltaica. Desde 2023 está em vigor, portanto, regra que garante a produtores de energia solar remunerações mais elevadas e isenções de impostos.

Ainda com vistas ao cumprimento das metas da EEG, o governo preparou pacote de medidas para acelerar a expansão da instalação de energia solar, com ênfase na desburocratização da instalação e operação de sistemas fotovoltaicos. O "Pacote Solar I" deve ser aprovado nos próximos dias pelo parlamento alemão e, dentre outras medidas, pretende promover (i) a simplificação de procedimentos para a instalação de "sistemas solares de varanda" ou "dispositivos solares plug-in", (ii) a flexibilização do dever de comercialização direta para sistemas de telhado com potência de 100 KW ou mais; (iii) aumento da tarifa "feed-in" para sistemas fotovoltaicos comerciais; (iv) facilitação da transferência de eletricidade entre edifícios ("partilha de energia"), incluindo armazenamento por baterias; (v) aceleração das ligações à rede; (vi) licitações para "Agri-PV", embora em menor volume que no projeto inicial, com inclusão dos chamados "sistemas bifaciais instalados verticalmente" e limites para utilização da área útil máxima, dependendo do local de instalação.

No que se refere à indústria alemã de equipamentos fotovoltaicos, por outro lado, o otimismo não é grande e o governo tem pouca margem para atuar diante do domínio do mercado pela China, cujos produtos são também necessários para a transição energética no setor da energia solar.

Na cadeia da indústria solar fotovoltaica, a Alemanha possui hoje apenas uma empresa que fabrica polissilício (Wacker), uma que produz células fotovoltaicas (Meyer Burger), pouco mais de cinco que produzem inversores (destaque para SMA) e pouco mais de dez empresas de maior porte fabricando módulos (entre elas, Meyer Burger, SolarWatt, Heckert, Aleo Solar e Sonnenstromfabrik). Não há fabricação de wafers solares no país.

A empresa de origem suíça Meyer Burger anunciou, em março de 2024, que fechará uma fábrica de módulos na Alemanha e passará a produzir nos EUA, diante das vantagens propiciadas pelo "Inflation Reduction Act" (IRA). Permanecerá, contudo, por enquanto, com sua planta de células no país. A SolarWatt não descarta também encerrar a fabricação de módulos e manter consultoria para instalação de módulos importados juntamente com baterias.

Só no primeiro trimestre de 2023, o preço de painéis solares chineses caiu 50% devido ao redirecionamento para a Europa de mercadorias não escoadas para os EUA em razão do IRA e está abaixo do custo de produção.

O governo alemão, que, em 2023, pretendia subsidiar industrialização da cadeia solar local, está repensando a estratégia, no entendimento de que os bilhões de euros gastos na iniciativa poderiam ficar sem retorno diante da impossibilidade de competir com os produtos asiáticos. Uma alternativa seria manter, a custo de subsídios e nichos de mercado, um número mínimo de fabricantes na Europa - por meio do "Green Industrial Plan" europeu e, em paralelo, fomentar mais pesquisa em inovação na indústria solar.

(5) ENERGIA NUCLEAR

O histórico da energia nuclear na Alemanha é permeado de debates e protestos contra seu uso, por razões ambientais e de segurança. Em 1955, o então governo federal criou um ministério para Questões Nucleares e, em 1957, o reator de pesquisa da Universidade Técnica de Munique foi o primeiro a entrar em operação na Alemanha. Dois anos depois foi promulgada a Lei da Energia Nuclear, base jurídica para a construção e operação de centrais nucleares no país.

Em 1961, a central nuclear de Kahl, na Baviera, tornou-se a primeira central alemã a alimentar a rede elétrica do país. Pouco depois, a Alemanha Oriental também começava a fazer uso da energia nuclear: em 1966, sua primeira central nuclear entrou em funcionamento em Rheinsberg, Brandemburgo.

Em 1975, os primeiros grandes protestos contra a construção de uma central nuclear tiveram lugar em Wyhl, no sul de Baden - com sucesso. De meados dos anos 1970 a meados dos anos 1980, novos protestos em massa ocorreram em Brokdorf, Gorleben, Kalkar e contra uma fábrica de reprocessamento de resíduos nucleares então planejada em Wackersdorf.

Em 1984, a instalação provisória de armazenamento de combustível de Gorleben para resíduos radioativos de baixo nível entrou em operação. Poucos anos depois, o projeto de reprocessamento de resíduos nucleares na Alemanha foi abandonado em decorrência de protestos. Os resíduos nucleares alemães passaram a ser levados para França e Reino Unido, em preparação para o armazenamento final. Em 1990, a indústria nuclear da Alemanha Oriental foi encerrada após a reunificação, devido a questões de segurança.

Após a vitória eleitoral, em 1998, dos partidos SPD e Verdes, a eliminação progressiva da energia nuclear foi incluída no contrato de coalizão de governo e consagrada em lei em 2002. Após mudança de governo, em 2009, a coligação CDU/FDP prolongou a vida útil das restantes 17 centrais nucleares em até 14 anos. Nova mudança ocorreu após o desastre do reator de Fukushima, no Japão, em 2011: oito centrais nucleares alemãs mais antigas foram imediatamente desligadas, enquanto datas para um encerramento gradual das restantes foram estipuladas para até o final de 2022.

A crise energética desencadeada pelo ataque russo à Ucrânia, em 2022, suscitou novos debates pouco antes do encerramento das últimas três centrais nucleares alemãs então ainda em funcionamento. De acordo com o cronograma elaborado no âmbito da transição energética e da eliminação da geração de energia nuclear na Alemanha, essas

três usinas seriam desativadas definitivamente até 31 de dezembro de 2022. Debates entre forças políticas favoráveis e contrárias à extensão desse prazo levaram a que o chanceler Olaf Scholz determinasse, em outubro de 2022, que o funcionamento das usinas fosse prorrogado até 15 de abril de 2023. O desligamento pôs fim a quase 62 anos de geração e uso de energia nuclear no país.

Apesar de a legislação local exigir que a desmontagem de usinas nucleares tenha início logo após seu desligamento, trata-se de processo lento e oneroso, havendo mais de 20 usinas na Alemanha ainda em processo de desmontagem. Nesse contexto, apelos para que os reatores fossem mantidos em reserva, em vez de desmontados, foram numerosos. Críticos dessa posição argumentam não poderem as usinas nucleares ser religadas com a rapidez necessária em situações de contingência, processo que exigiria meses de preparação. Além disso, os custos de manutenção das reservas seriam desproporcionalmente altos.

Seis reatores direcionados à pesquisa permanecerão, contudo, em funcionamento. O mais potente deles, de 20 MW, está localizado em Garching, na Baviera. É utilizado pela Universidade Técnica de Munique. A fábrica de elementos combustíveis nucleares do grupo francês Framatome, em Lingen (Baixa Saxônia), e a planta de enriquecimento de urânio da empresa britânica Urenco, em Gronau (Renânia do Norte-Vestfália), também deverão continuar em operação. Permanecem, igualmente, 16 instalações de armazenamento temporário, com 1.900 barris de resíduos de combustível altamente radioativo. Prevê-se que esses rejeitos sejam transferidos, nas próximas décadas, para um depósito de longo prazo (a busca pelo local pode estender-se até 2068). O Escritório Federal para a Segurança do Gerenciamento de Resíduos Nucleares prevê que as próximas 33 mil gerações terão de ocupar-se da manutenção do repositório.

Apesar de os círculos favoráveis ao desligamento nuclear terem celebrado a medida, mais termoelétricas a carvão e gás foram mobilizadas em seguida para garantir fornecimento de eletricidade e estabilidade da rede elétrica alemã. Ademais, em decorrência do aumento das importações de energia elétrica em 2023, a consumo de energia nuclear francesa também aumentou na Alemanha (depois da Dinamarca, a França foi a maior exportadora de eletricidade para a Alemanha no ano passado).

No que diz respeito à cooperação com o Brasil em matéria de energia nuclear, vigora o Acordo sobre Cooperação no Campo dos Usos Pacíficos da Energia Nuclear, de 1975. Na época de sua conclusão, era de interesse brasileiro explorar reservas de urânio, desenvolver tecnologia nacional de reatores nucleares e diversificar a matriz energética. Do lado alemão, interessava promover a exportação de máquinas, equipamentos, serviços e tecnologias nucleares, em sua maioria, da empresa alemã Siemens/KWU.

(6) FERTILIZANTES VERDES

O termo "fertilizante verde" tem sido utilizado para referir-se ao produto que emprega amônia produzida a partir de hidrogênio verde e possui pegada de carbono de 80% a 90% inferior aos fabricados com gás natural. A Alemanha não produz, na atualidade, fertilizantes verdes.

A Alemanha consumiu 1,2 milhão de toneladas de fertilizantes nitrogenados em 2021. A título de comparação, os maiores consumidores globais no período foram China, Índia e EUA, com 22,55 milhões, 19,44 milhões e 11,17 milhões de toneladas, respectivamente.

A utilização de fertilizantes nitrogenados na agricultura alemã tem diminuído nos últimos anos. A tecnologia de aplicação se tornou mais precisa e as regulamentações e restrições ambientais na agricultura, mais rigorosas. Em 2020/21, os agricultores alemães utilizaram 1,265 milhão de toneladas de nitrogênio, o menor valor da história. Nos últimos 10 anos, isso representa um declínio de cerca de 30% ou 520 mil toneladas de nitrogênio.

Cerca de 70% da amônia produzida mundialmente é usada para fertilizantes. A Alemanha produziu 1,5 milhão de toneladas de amônia em 2023, sendo a 18ª colocada no ranking global. De acordo com as estatísticas federais, em 2022, o país exportou 334 mil toneladas e importou de 507 mil toneladas. A receita do mercado de amônia verde da Alemanha atingiu estimados USD 5,5 milhões em 2023, um aumento de cerca de 59% em comparação com o ano anterior.

Em janeiro de 2024, por ocasião da Semana Verde de Berlim, a Confederação das Indústrias Agrícolas da Alemanha promoveu encontro para discutir o tema dos fertilizantes verdes. Destacou-se a participação da multinacional Yara, uma das primeiras empresas do mundo a avançar na introdução de fertilizantes livres de combustíveis fósseis. A empresa celebrou acordos com líderes no processamento de grãos da Alemanha, como Bindewald & Gutting Milling Group e a Harry-Brot, líder de mercado de panificação, com vistas a estimular o emprego de fertilizantes verdes nas safras de 2023/2024.

O apelo central do encontro dirigido pelo setor agrícola ao governo na ocasião foi no sentido de definições referentes ao fornecimento de hidrogênio verde, essencial para embasar decisões de investimento de longo prazo. Aguarda-se apoio concreto, tanto da Alemanha quanto da União Europeia, para a transição para a produção de fertilizantes verdes.

Questiona-se até que medida a Europa buscará sua autonomia nesse segmento. À luz da NWS, o H2V produzido na Alemanha seria direcionado prioritariamente para aplicações outras que não a produção de amônia, mas como insumo industrial em setores intensivos em energia (ex: aço) ou produção combustíveis sintéticos (ex: SAF). Nessas condições, é provável que a maior parte da amônia verde usada como fertilizante na Alemanha seja importada de países que já tenham de converter o H2V para amônia com vistas a viabilizar seu transporte por via marítima.

(7) BIOCOMBUSTÍVEIS

Os principais marcos regulatórios aplicáveis a biocombustíveis na Alemanha são a Diretiva de Energia Renovável (RED) da União Europeia e a Lei Federal de Controle de Emissões (BImSchG), já citada.

A RED encontra-se em sua terceira versão, tendo a primeira sido editada em 2009. A segunda versão (RED II) foi aprovada em 2018, em âmbito europeu, e transposta ao quadro legal alemão em novembro de 2021. A terceira versão entrou em vigor, em âmbito europeu, em novembro de 2023, e deverá ser transposta em até 18 meses, ou seja, até junho de 2025. Em termos gerais, a revisão das normativas ampliam o objetivo europeu de uso de energia renovável, de 20% até 2020 na primeira iteração, para 32% até 2030, na segunda iteração, e 42,5%, na última versão.

De acordo com a segunda versão da diretiva, atualmente em vigor na Alemanha, exige-se que biocombustíveis alcancem certo percentual de redução de emissões em relação ao uso de combustíveis fósseis. Os percentuais variam por setor de utilização, sendo de 65% para biocombustíveis de origem biológica e 70% para os de origem não biológica no setor de transportes, e de 70% para ambas origens nos setores de eletricidade, aquecimento e resfriamento. A RED II também prevê ampliação progressiva dos objetivos de uso de biocombustíveis avançados no setor de transportes, de 0,2% em 2022 para 3,5% em 2030.

A RED II estabeleceu limites para a utilização de "biocombustíveis com alto risco de mudanças indiretas no uso do solo" (ILUC). O uso desses biocombustíveis deve ser eliminado até 2030, o que tem gerado redução considerável na utilização de biocombustíveis derivados de óleo de palma, com impacto no consumo geral. Há pressão de setores da sociedade civil para que biocombustíveis produzidos a partir de soja sejam também enquadrados como de alto risco de ILUC.

A RED III traz mudanças em metas referentes ao setor de transportes, incluindo ampliação de utilização de energias renováveis de 14% para 29% ou, alternativamente, redução de 14,5% das emissões do setor como um todo. Elevou-se, também, o objetivo para biocombustíveis avançados de 3,5% para 5,5%, incluindo valor mínimo de 1% para combustíveis renováveis de origem não biológica (combustíveis sintéticos), dentre os quais há clara predileção pelo uso de hidrogênio. Estão mantidas metas para uso de biocombustíveis convencionais em 7%, bem como para proscriver o uso de biocombustíveis com base em materiais com alto de risco de ILUC.

No processo de transposição da RED II, a Alemanha optou por estabelecer quotas mais baixas para o uso de biocombustíveis em relação à regulação europeia, favorecendo a opção por combustíveis sintéticos e eletrificação. Foram estabelecidos limites de uso no setor de transportes, de 4,4% para biocombustíveis convencionais, 1,9% para gorduras animais e 2,6% para biocombustíveis avançados. Ao mesmo tempo, foram estabelecidos mecanismos de contagem dupla para uso de hidrogênio e combustíveis sintéticos e de contagem tripla para eletricidade.

A Alemanha é o 5º maior produtor global de biocombustíveis, tendo produzido, em 2022, 62 mil barris equivalentes de petróleo (BOE) por dia - 3,2% da produção global. Para fins de comparação, o Brasil produz 409 mil BOE, correspondente a 21% da produção global.

A despeito da posição de destaque no cenário global, o mercado alemão encontra-se estagnado, tendo alcançado pico de produção de 66 mil BOE, em 2019. As tendências de consumo apresentam padrão semelhante, tendo alcançado pico de 63 mil BOE, em 2020, e recuado para 56 mil BOE, em 2022. O saldo excedente entre produção e consumo é exportado majoritariamente para parceiros europeus - Países Baixos (50%), Bélgica (22%) e Polônia (14,5%).

Os principais tipos de biocombustíveis utilizados na Alemanha são biodiesel (59%), HVO (22%) e etanol (22%). Dentre esses, apenas o etanol teria produção estável (crescimento de 4% entre 2020 e 2022). A utilização de biodiesel na Alemanha decresceu 8%, entre 2020 e 2022, e a de HVO, 47%.

Mais da metade dos biocombustíveis consumidos na Alemanha em 2022 derivaram de resíduos e sobras. O emprego de biocombustíveis no país proporcionou uma redução nas emissões de 87,4% em comparação com os combustíveis fósseis, o equivalente a uma economia de 11,6 milhões de toneladas de CO₂.

Em 2023, foram produzidas 670.585 toneladas de bioetanol na Alemanha (redução de mais de 6% em relação a 2022). Também em 2023, da produção alemã veio de grãos - sobretudo trigo e milho - (86,7%) e de beterraba-sacarina (7,1%). Há baixa proporção de bioetanol produzido a partir de materiais residuais e residuais. A importação de bioetanol da América do Sul e América Central tem tido tendência de alta, o que tem aumentado também a base da cana-de-açúcar no etanol utilizado na Alemanha (no cômputo geral, contudo, ainda atrás do milho e do trigo).

Os principais materiais utilizados para a produção de biodiesel são resíduos e restos (49,8%), raps (26,9%), óleo de palma (11%) e soja (10%). Destaca-se o crescimento da utilização de biodiesel derivado da soja, com crescimento de 88% entre 2021 e 2022 e 435% desde 2020. Para a produção de HVO, os principais materiais utilizados são resíduos e restos (80%) e óleo de palma (20%) importado majoritariamente da Ásia.

De modo a atingir os objetivos estabelecidos pela primeira versão da RED, a Alemanha autorizou, em 2011, a venda de gasolina com mistura de 10% de etanol (E10). Desafios iniciais para o uso da E10 foram identificados por representantes do governo alemão como derivando: a) do alegado maior consumo do veículo, por ser a E10 pretensamente menos energético do que a E5; b) do debate sobre a concorrência entre "food & fuel"; c) de preocupações dos consumidores em termos de sustentabilidade; e d) de temores em relação ao impacto no preço dos alimentos. Alguns políticos e associações de consumidores e ambientalistas passaram a demandar a abolição da E10.

A despeito de dificuldades iniciais de adesão, a E10 vem ganhando espaço em relação à opção com 5% de etanol (E5), tendo alcançado a marca de 4,5 milhões de toneladas em venda em 2023, crescimento de 12% em relação a 2022, ocupando 25% dos mercados. Para fins de comparação, a E10 vendia, em 2013, apenas 2,6 milhões de toneladas. Experimentou, portanto, crescimento de 73% em dez anos.

Associações de produtores de combustíveis consideram que o crescimento maior da E10 vem sendo dificultado pela obrigação legal de que postos de combustíveis ofereçam a variante E5. Segundo o Clube dos Automóveis da Alemanha (ADAC), 99% dos carros a combustão na Alemanha podem ser abastecidos com E10, de forma que a imposição legal não faria sentido.

A ADAC tem defendido a utilização de gasolina com 20% de etanol (E20) como forma de diminuir as emissões de gases de efeito estufa. Os primeiros testes com a E20 começaram a ser realizados na Alemanha em outubro de 2023. A ADAC afirma ser necessária adaptação dos atuais modelos dirigidos na Alemanha, o que tem encontrado eco na indústria automotiva. Fabricantes de automóveis, como Volkswagen e BMW têm, crescentemente, recomendado seus clientes a abastecerem com E20, apesar de a fórmula não ser amplamente disponível no país. A indústria automobilística estima que apenas 50% dos automóveis na Alemanha podem utilizar E20 normalmente.

Com relação ao biodiesel e ao HVO, seu consumo vem reduzindo na Alemanha, em grande medida, devido à diminuição de sua produção a partir de óleo de palma. Em 2021, foram utilizados 4,66 milhões BOE de biodiesel derivado de óleo de palma. Em 2022, esse número foi de apenas 1,5 milhão - decréscimo de 60%. A tendência é ainda mais drástica quando se trata de HVO derivado de óleo de palma, que registrou decréscimo de 5,57 milhões BOE para 0,6 milhão BOE - equivalente a 89%.

Essa redução deriva de determinação da RED II de reduzir o uso de "biocombustíveis com alto risco de mudança de uso do solo indireto" (ILUC), listando, especificamente, o óleo de palma. Nesse sentido, pode-se atribuir a redução do uso de biocombustíveis não necessariamente à diminuição da demanda, mas à regulação.

O ministro de Alimentação e de Agricultura (BMEL), Cem Özdemir, e a ministra do Meio Ambiente, Steffi Lemke, (ambos do partido Verde) haviam anunciado, no início de 2023, intenção de descontinuar produção de biocombustíveis decorrente de grãos. Enfatizaram, na ocasião, o tradicional argumento "Tanque ou Prato", contrário à plantação de culturas alimentares para produção energética.

No atual momento, porém, à luz da pressão sobre o BMEL para apresentar alternativas aos agricultores alemães uma vez eliminado o subsídio vigente ao diesel fóssil (processo que, em vez de imediato, será paulatino, a estender-se até 2026), a pasta da Agricultura contempla adoção de incentivos ao uso de biodiesel na agricultura. A ministra do Meio Ambiente, por sua vez, revisou igualmente sua posição anterior contrária ao biodiesel, havendo todavia ressaltado que tal flexibilização deverá ser circunscrita a atividades agrárias, sem extensão à frota veicular não-agrícola.

Estariam sendo avaliadas propostas para fomentar uso de biodiesel na agropecuária, por meio, por exemplo, de isenção tarifária. Desafio primordial residiria, contudo, na obtenção de aprovação para programa de subsídios a biocombustíveis na União Europeia.

Entidades representativas, incluindo a Associação Alemã da Indústria de Biocombustíveis (VDB), manifestaram-se surpresas com a intenção manifesta de flexibilização na política governamental. Sublinharam que nova postura política e eventual modificação de caráter legislativo em prol do aumento do uso de biocombustíveis deve prever horizonte de longa duração, de modo a permitir adaptação de equipamentos para seu emprego. Representantes de organizações ambientais, por outro lado, expressaram inquietação com potencial implementação de subsídios a biocombustíveis na Alemanha.

(8) MOBILIDADE ELÉTRICA

A transição energética no setor de transportes é tratada como um dos principais pilares da política alemã de proteção climática, dado que, na Alemanha, cerca de 20% das emissões de gases de efeito estufa provêm do setor dos transportes. Além disso, o setor de transportes é o que tem tido pior desempenho no alcance das metas climáticas nacionais.

Em 2023, o setor emitiu 13 milhões de toneladas para além do volume máximo estipulado. A pequena redução do setor (1,2%, em relação a 2022) não resultou de medidas eficazes de proteção climática, mas da diminuição da quilometragem no transporte rodoviário de carga, decorrente da desaceleração da produção industrial alemã observada em 2023.

A falha em reduzir emissões poderá custar bilhões de euros à Alemanha, se consideradas as regras europeias de mitigação e de comércio de licenças de emissão. De acordo com o novo Regulamento Partilha de Esforços, adotado em março de 2023, o transporte rodoviário alemão terá de reduzir 50% de suas emissões até 2030 ou adquirir licenças de países com setores que conseguiram poupar mais que sua própria meta nacional.

O mau desempenho do setor de transportes - juntamente com o de construção -, motivou a recente proposta da atual coalizão de governo, ainda pendente de aprovação parlamentar, de modificar a Lei de Proteção do Clima (KSG) para eliminar as metas setoriais, mantendo apenas uma meta global para a economia.

Fortemente resistente ao uso de biocombustíveis, a Alemanha aposta na eletrificação como principal via de descarbonização da frota de carros de passeio. O transporte de carga - seja rodoviário, fluvial ou aéreo - seria descarbonizado via uso de biocombustíveis avançados ou combustíveis sintéticos, também baseados no uso de energia elétrica para obtenção de hidrogênio.

A descarbonização e eletrificação do setor de transportes é guiada principalmente pelo Programa de Proteção Climática 2030 da Alemanha. O desenvolvimento das diretrizes e estratégias mais específicas relacionadas à mobilidade tem sido apoiado especialmente pela Plataforma Nacional para o Futuro da Mobilidade (NPM), pela Rede Nacional de Competências para Mobilidade Sustentável (NaKoMo) e pelo Conselho Consultivo de Especialistas para Proteção do Clima na Mobilidade (EKM).

A NPM é órgão consultivo independente que reúne mais de 200 especialistas da política, ciência, indústria e sociedade civil, dedicado ao desenvolvimento de recomendações de ação em mobilidade sustentável, com foco na competitividade da indústria automotiva nacional, bem como nos empregos gerados pelo setor. Foi estabelecida no acordo de coalizão do governo passado e passou a operar em 2018.

A NaKoMo foi criada em abril de 2019 pelo governo federal, estados e municípios, com o objetivo de "conectar especialistas e permitir o intercâmbio e a transferência de conhecimento" na proposição e implementação de soluções de mobilidade sustentável. O núcleo do trabalho da rede é formado por workshops e palestras regulares, bem como conferências anuais especializadas.

O EKM foi estabelecido em julho de 2022, reunindo cerca de 20 especialistas da academia, indústria e sociedade civil. Sua principal atribuição é avaliar os instrumentos de digitalização para a proteção climática no setor dos transportes.

Em relação à eletrificação dos carros de passeio, a Alemanha tem como meta colocar em circulação 15 milhões de carros elétricos até 2030. O estímulo à eletrificação tem se dado especialmente por meio de subsídios à compra de veículos elétricos novos, da regulamentação da normativa europeia (Diretiva de Veículos Limpos, dentre outros) e da expansão da infraestrutura de carregamento elétrico. Outras ações envolvem apoio a atividades de pesquisa e desenvolvimento.

A implementação da Diretiva de Veículos Limpos e demais diretrizes europeias relacionadas se dá via "Lei de Aquisição de Veículos Rodoviários Limpos", de 2021. A lei estabelece metas mínimas em contratos públicos de aquisição de automóveis com baixas emissões, especialmente ônibus para transporte público.

O desenvolvimento da infraestrutura de carregamento tem se dado especialmente por meio da "rede alemã" (Deutschlandnetz) e dos Planos Diretores de Infraestrutura de Carregamento, os quais visam a ampliar o acesso e a integração dos sistemas de carregamento aos sistemas de fornecimento de energia elétrica e simplificar processos de instalação e pagamento. A "rede alemã" tem como meta instalar 9.000 pontos de carregamento rápido em áreas públicas de 1.000 diferentes localidades até 2026. Foram também criados programas de financiamento para apoiar a instalação de sistemas de carregamento em propriedades privadas, como a "Diretriz de Financiamento para Infraestruturas de Carregamento em Edifícios Residenciais", o programa "Energia Solar para Carros Elétricos" e programa de financiamento para a construção de infraestruturas de carregamento privadas para empresas.

Até 17 de dezembro de 2023, subsídios dados pelo estado alemão beneficiavam o consumidor em redução de até EUR 6.750 no custo da aquisição de carro elétrico ("bônus ambiental"). O fomento foi interrompido desde então, o que contribuiu para acentuar atual tendência de estagnação da indústria alemã de carros elétricos, a qual tem demonstrado, ainda, dificuldade para concorrer com carros elétricos asiáticos.

(9) CAPTURA, UTILIZAÇÃO E DEPÓSITO DE CARBONO

O tema da captura, utilização e depósito de carbono (CCUS) é tratado na Alemanha no âmbito de uma política mais ampla de "gestão de carbono".

Ações de CCUS justificam-se-pela impossibilidade de se eliminarem totalmente as emissões das atividades produtivas e econômicas no país. Mesmo que feitos vultosos investimentos em mitigação - desde a expansão das energias renováveis e da infraestrutura de hidrogênio até a economia de energia e métodos de produção com baixas emissões na indústria e na agricultura -, haveria ainda emissões residuais não passíveis de armazenamento natural pela vegetação, solo e pântanos.

Em curto e médio prazos, a Alemanha necessitará armazenar carbono advindo especialmente de atividades de geração de energia a partir de combustíveis fósseis, atividades industriais intensivas em energia e produção de hidrogênio (azul). Além disso, todos os derivados de hidrogênio que contêm carbono (por exemplo, SAF) precisam ter ainda sua produção adaptada a fim de sejam considerados neutros em emissões.

Tanto para as importações como para a produção doméstica e transporte de H₂, deverá haver também captura de CO₂. O carbono de fontes biogênicas (biomassa) é a alternativa mais provável, dado que a captura direta do ar ainda é cara e pouco eficiente. No entanto, especialmente no caso das importações, haveria exigência de certificação quanto à origem sustentável do carbono.

São dois os principais documentos a orientar as ações alemãs em CCUS, ambos ainda em fase de elaboração: i) Estratégia de Gestão do Carbono (CMS) e ii) Estratégia de Emissões Negativas de Longo Prazo (LNe). Elas envolvem captura e armazenamento de carbono (CCS), captura e utilização de carbono (CCU) e remoção de dióxido de carbono (CDR).

A CMS compõe o rol de políticas para atingir as metas climáticas assumidas pela Alemanha no âmbito do Acordo de Paris. Em contexto global, a Alemanha encontra-se na oitava posição entre os maiores emissores. Com 635 MTCO₂e emitidos em 2022 (1,8% do total mundial), encontra-se bem atrás dos cinco maiores emissores: China (11.397 MTCO₂e), EUA (5.057 MTCO₂e), Índia (2.830 MTCO₂e), Rússia (1.652 MTCO₂e) e Japão (1.054 MTCO₂e). Na União Europeia, a Alemanha é de longe o maior emissor, com quase o dobro de emissões de Itália e Polônia, segundo e terceiro lugares na escala. Juntos, esses três países respondem por 46% das emissões do bloco europeu.

As metas alemãs atuais na redução de emissões de CO₂ são:

- redução em 65% até 2030 (base 1990). A meta exclui LULUCF;
- redução em 88% até 2040 (base 1990). A meta exclui LULUCF; - emissões líquidas nulas até 2045 (nova proposta legislativa apresentada pelo governo em 15/4/2024 pretende alterar a meta de emissões líquidas nulas para "a partir de 2045", e não mais "até 2045");
- emissões negativas até 2050;
- depois de 2050, a Alemanha deverá contribuir para a estabilização do clima global com emissões líquidas negativas.

As diretrizes para o desenvolvimento da Estratégia de Gestão de Carbono (CMS) são:

- eliminação dos obstáculos existentes à aplicação da CCS/CCU na Alemanha; - aceleração da CCS/CCU mediante cumprimento das metas de redução de gases de efeito de estufa da Lei Alemã de Proteção do Clima e de neutralidade climática até 2045;
- apoio a implementação ambiciosa do Regulamento Europeu sobre Metano;
- expansão acelerada das energias renováveis, complementada pela utilização de centrais elétricas a gás que possam ser convertidas para funcionamento com hidrogênio;
- financiamento estatal para CCS/CCU; - atualização da Lei de Armazenamento de Dióxido de Carbono para permitir a construção de gasodutos de CO₂; - ratificação da emenda ao Protocolo de Londres para exportação de CO₂ para armazenamento offshore e ajustes correspondentes à Lei de Dumping em Alto Mar;
- possibilidade jurídica de exploração de locais de armazenamento offshore na zona econômica exclusiva alemã e na plataforma continental; - exclusão do armazenamento permanente de CO₂ no subsolo geológico do continente alemão.

A Estratégia de Emissões Negativas de Longo Prazo (LNe) trata das "emissões residuais inevitáveis" e sua compensação por meio de emissões negativas. Para tanto, a LNe não só considerará medidas de proteção climática natural, mas também tecnologias como Captura e Armazenamento Direto de Ar (DACCs) e Bioenergia e Captura e Armazenamento de Carbono (BECCS). Ambas as estratégias, no entanto, têm sobreposições, especialmente em relação à infraestrutura e ao armazenamento de CO₂ necessários, que também são requisitos para o DACCs e o BECCS. O BECCS, em conjunto com os limitados potenciais de biomassa sustentável disponível, também será abordado na Estratégia Nacional de Biomassa, ainda em desenvolvimento.

A LNe identifica cinco áreas de trabalho essenciais, incluindo avaliação do potencial de emissões negativas até 2060, estabelecimento de metas para 2035, 2040 e 2045, e o desenvolvimento de tecnologias para alcançá-las. Além disso, propõe abordagens para governança, monitoramento, certificação e aceitação social das tecnologias de remoção de CO₂, além de investigar incentivos econômicos e destacar a importância da pesquisa e desenvolvimento. A coesão com os processos e estratégias da UE é priorizada para garantir a consistência com as metas e abordagens europeias.

Os métodos e tecnologias a serem usados para alcançar emissões negativas envolvem ecossistemas naturais como sumidouros de carbono (pântanos, florestas), gestão do uso do solo, produção de biomassa, biomassa marinha, carvão vegetal, uso de bioenergia com CCUS (BioEnergia com Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono, BECCU/S), tratamento térmico de resíduos com captura e armazenamento ou utilização de CO₂ (Waste Carbon Capture, Utilization and Storage, WACCU/S), captura direta de CO₂ do ar e armazenamento ou uso (Captura, Utilização e Armazenamento/Sequestro Direto de Carbono no Ar, DACCU/S), uso de CO₂ para geração de produtos duráveis, como carbonato de cálcio e o chamado intemperismo acelerado ou carbonatação de produtos contendo cimento ou rochas silicatadas os quais podem ser instalados em

edificações, liberado nos solos ou oceanos e, assim, permanentemente removidos da atmosfera.

Intervenientes da sociedade civil, das empresas e da comunidade científica estão envolvidos no desenvolvimento da LNe juntamente com diversos ministérios, por meio de processo de diálogo estruturado em workshops temáticos.

(10) TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E DESCARBONIZAÇÃO NA INDÚSTRIA INTENSIVA EM ENERGIA

O setor da indústria é responsável por 23% das emissões da Alemanha (setor de energia, 30%; setor de transportes, 21%). Com vistas a reduzi-las, o governo alemão vem anunciando subsídios de grande vulto para fomentar a transição energética e a descarbonização do processo de produção no setor industrial.

Dois projetos aprovados em 2022 no âmbito do IPCEI ("Important Projects of Common European Interest") tiveram ressonância como os primeiros fomentos à iniciativa privada para a transição energética na indústria com base no hidrogênio verde. O primeiro deles permitirá que o governo federal apoie, por meio de subvenção direta de EUR 134 milhões, a construção e instalação de eletrolisador nas instalações da BASF, em Ludwigshafen, a entrar em operação em 2025. O objetivo é substituir o hidrogênio cinza pelo verde, evitando, num período de operação de 15 anos, a liberação de 565.305 toneladas de CO₂ na fabricação de produtos químicos.

O segundo projeto diz respeito à iniciativa SALCOS ("Salzgitter Low CO₂ Steelmaking"), na Baixa Saxônia, visando à produção de aço verde a partir de hidrogênio. Em abril de 2023, os governos federal e da Baixa Saxônia confirmaram financiamento estatal de EUR 999,7 milhões (70% com recursos federais, 30% estaduais), para o projeto, que demandará, na primeira fase, cerca de EUR 2 bilhões em investimentos. Deverão ser construídas, na siderúrgica de Salzgitter, um eletrolisador de 100 MW, uma central de redução direta movida a hidrogênio e um forno elétrico a arco, para a produção de 1,9 milhão de toneladas de aço. Espera-se que a nova planta evite emissão de 46 milhões de toneladas de CO₂ até 2041. Enquanto não houver hidrogênio verde disponível, a planta deverá funcionar com gás natural, o que, de acordo com a empresa, já permitiria reduzir emissões em 60% em relação a alto-fornos a carvão.

No final de julho de 2023, a Comissão Europeia concedeu aprovação de auxílio estatal alemão para promover descarbonização da produção de aço da ThyssenKrupp Steel. O BMWK e o governo da Renânia do Norte-Vestfália apoiarão o projeto "tkH2Steel" com cerca de EUR 2 bilhões (respondendo o governo federal por 70% do valor). A planta, em Duisburg, deverá entrar em operação no final de 2026 e produzir 2,5 milhões de toneladas anuais de aço, inicialmente com gás natural, gradualmente substituído por hidrogênio verde a partir de 2028. Prevê-se, desse modo, evitar emissão anual de 3,5 milhões de toneladas de CO₂.

Outros financiamentos no contexto da transição energética no setor industrial alemão estão previstos, como o da Stahl-Holding-Saar, no Sarre, e da ArcelorMittal, em Bremen

e Eisenhüttenstadt (Brandemburgo). Ao todo, EUR 7 bilhões estão previstos só para o setor de siderurgia.

A esses projetos juntam-se fomentos para garantir instalação, na Alemanha, de empresas em ramos estratégicos para o setor energético e a transição energética, como o de chips ou semicondutores. Subsídios estatais para as norte-americanas Wolfspeed e Intel e a taiwanesa TSMC, por exemplo, superam EUR 15 bilhões. Com essas empresas, que também demandam muita energia, o governo estaria negociando, caso a caso, tarifas de eletricidade.

Em março de 2024, foi lançada a pedra inaugural para construção de fábrica de baterias da sueca Northvolt em Heide, Schleswig-Holstein. O investimento será de EUR 4,5 bilhões para fabricação de baterias para um milhão de carros por ano. Os governos federal e estadual subsidiarão o empreendimento com EUR 900 milhões.

No longo prazo, a competitividade da indústria intensiva em energia ou estratégica para a transição energética alemã dependerá de outros fatores, entre eles, o do preço da energia elétrica.

O governo chegou a cogitar subsidiar teto para preço de eletricidade para a indústria local intensiva em energia (6 cent/KWh para 80% da energia consumida até 2030), proposta superada pela alternativa de redução de tributos ao mínimo permitido pela UE (EUR 0,05 cent/KWh).

Empresas do setor da indústria solar, conforme já citado, anunciaram encerramento de atividades. Em outro exemplo, em julho de 2023, a Porsche confirmou interesse em instalar, com investimentos de EUR 2 a 3 bilhões, fábrica de baterias no Canadá, onde, segundo a empresa, haveria garantias de preço de energia estável a longo prazo, abaixo de EUR 7 cent/KWh. A própria ThyssenKrupp, que recebeu subsídios estatais para descarbonizar sua siderurgia anunciou, em abril de 2024, redução da produção de aço e demissão de funcionários.

Algumas instituições acadêmicas e think-tanks têm sustentado que, mesmo que as metas de transição na matriz elétrica sejam atingidas, o preço da eletricidade na Alemanha não chegará a baixar o suficiente a ponto de contribuir para maior competitividade internacional da indústria local intensiva em energia. Os críticos da estratégia do governo alemão para a indústria argumentam que os recursos dispendidos para tentar manter em território alemão a indústria intensiva em energia seriam mais bem empregados na internacionalização daquelas empresas e da tecnologia industrial alemã, mantendo-se, no país, indústrias mais complexas e intensivas em conhecimento.

Haveria ainda, contudo, entre governo e setor privado, consenso no sentido do emprego de recursos para garantir a manutenção de um núcleo de agregação de valor, na Alemanha e na Europa, em cadeias de produção globais estratégicas, de modo a mitigar dependências externas e conferir segurança à economia local.

(11) CONCLUSÕES E POSSIBILIDADES DE PARCERIAS COM O BRASIL

- Políticas Energéticas e Parceria Energética bilateral

Apesar de Brasil e Alemanha serem muito distintos em termos de recursos naturais, emissões e instrumentos de políticas energéticas - com adoção, pela Alemanha, de metas setoriais rígidas e subsídios diretos -, alguns aspectos de regulamentos alemães em transição e eficiência energéticas podem ser de interesse para o Brasil, a título de boas práticas.

Alguns exemplos poderiam estar em mecanismos de licitações e leilões, simplificação de instalação de sistemas solares, compartilhamento de energia entre edifícios e incentivo ao uso de medidores inteligentes.

Recordo que iniciativas específicas de cooperação bilateral em matéria de transição energética podem ser propostas - ainda que não necessária e exclusivamente - no âmbito da Parceria Energética bilateral, baseada no Acordo Brasil-Alemanha sobre Cooperação no Setor de Energia com foco em Energias Renováveis e Eficiência Energética, de 2008.

No âmbito dessa Parceria, os três grupos de trabalho anteriormente existentes - (i) Eficiência Energética, (ii) Energias Renováveis e (iii) Hidrogênio - foram, em 2023, reformulados e transformados em dois: (i) GT de Transição Energética Justa e Inclusiva e (ii) GT de Energia Limpa e Descarbonização da Indústria.

- Hidrogênio de baixa emissão

O Brasil apresenta grande variedade de experiências sustentáveis no setor de energia. O H2 poderia constituir opção adicional a contribuir para a transição energética brasileira, sobretudo no setor industrial. O mercado interno brasileiro, a começar pelo de fertilizantes, poderia beneficiar-se da expansão do emprego de H2 de baixo carbono. Haveria, também, espaço para exportações brasileiras de derivados de H2 para a Alemanha, muito embora essas exportações não deveriam ser elevadas e, sozinhas, a objetivo central de longo prazo na agenda bilateral em energia, já que o Brasil mais ganharia exportando produtos industrializados produzidos, no País, com H2 sustentável, como o "aço verde".

Por outro lado, exportações de derivados de H2 poderiam constituir incentivo, em curto e médio prazos (até 2030), para impulsionar início da produção interna brasileira de H2 de baixo carbono, bem como para atrair investimentos alemães em infraestruturas portuária e de transportes em geral, além de na produção, no País, de máquinas e equipamentos ligados à produção de H2V (como componentes de usinas eólicas 'onshore' e 'offshore' e eletrolisadores). A produção de SAF no Brasil, com mais complexidade e agregação de valor que a amônia, por exemplo, também poderia ser incentivada no âmbito de cooperação com governo e empresas alemãs.

Como o Brasil pode explorar diferentes rotas tecnológicas para a produção de H2 de baixa emissão, como a reforma do bioetanol e do biogás, por exemplo, seria também importante promover o reconhecimento da sustentabilidade dessas experiências junto

ao lado alemão, de modo a assegurar que os produtos brasileiros derivados dessas tecnologias tenham amplo acesso ao mercado internacional.

Nessas condições, pelo menos três temas presentes na NWS poderiam ser de interesse prioritário brasileiro no âmbito do desenvolvimento da cooperação bilateral em matéria de H2: (i) descarbonização da indústria; (ii) desenvolvimento de diversas rotas sustentáveis para produção de H2 e certificação internacional; e (iii) desenvolvimento de infraestruturas.

- Energia eólica onshore e offshore

No âmbito da energia eólica, destacar-se-ia a experiência alemã na regulação do setor offshore, para cujo projeto de marco regulatório brasileiro está em tramitação no Congresso Nacional. Eventuais ajustes futuros e elementos de regulamentação administrativa poderiam valer-se de aprofundamento de conhecimento sobre a prática alemã nessa área.

Investimentos alemães para a produção, no Brasil, de equipamentos usados pela indústria eólica, sobretudo no futuro setor offshore, poderiam ser objeto de reforçada prospecção.

- Energia solar fotovoltaica

O setor da energia solar tem se expandido rapidamente em ambos os países, muito embora com base em equipamentos importados da Ásia.

Iniciativa voltada para fomentar o investimento produtivo, no Brasil, por empresas alemãs que ainda produzem, na Alemanha, componentes para a cadeia de valor fotovoltaica seria desafiadora, embora factível, se cogitados mecanismos de proteção ao conteúdo local em determinados nichos, com apoio de bancos de desenvolvimentos e estratégia de diversificação internacional para o setor privado alemão. Mecanismos alemães de incentivo à produção de H2 verde no exterior talvez pudessem ser usados para apoiar a produção de painéis fotovoltaicos no Brasil.

- Energia nuclear

Diante do interesse de alguns círculos políticos alemães na denúncia do Acordo Brasil-Alemanha sobre Cooperação no Campo dos Usos Pacíficos da Energia Nuclear, de 1975, o Brasil tem ressaltado favorecer sua manutenção, não apenas em razão de sua relevância histórica e política, mas por constituir também marco da cooperação tecnológica bilateral que fundamenta interações técnicas e comerciais mutuamente vantajosas.

- Fertilizantes verdes

O campo de cooperação possível com a Alemanha em fertilizantes verdes estaria inserido no âmbito mais amplo da cooperação em matéria de hidrogênio verde.

Na medida em que se atraem investimentos alemães para a produção local de H2V, a amônia verde poderá ser produzida e receber destinação como fertilizante. Diante da

possível demanda interna pelo produto, não estaria ainda claro em que medida excedentes poderiam ser exportados para a Alemanha.

- Biocombustíveis

A Volkswagen e a Bosch foram empresas de origem alemã centrais para o início da difusão e comercialização de veículos flex fuel no Brasil, em 2003.

Em março de 2023, a embaixada promoveu, em cooperação com a UNICA e ApexBrasil, evento comemorativo de 20 anos do motor flex-fuel no Brasil. O evento explorou o tema da complementaridade de tecnologias para substituição de combustíveis fósseis e combate à mudança do clima. Representantes de associações alemãs de bioenergia e biocombustíveis criticaram a posição de alguns quadros políticos, sobretudo do Partido Verde, no sentido de buscar atingir as metas de neutralidade climática na Alemanha até 2045 sem contribuição de biocombustíveis.

Em encontro com o ministro Özdemir às margens do "Global Forum for Food and Agriculture", em janeiro de 2024, o ministro do Desenvolvimento Agrário e Agricultura Familiar, Paulo Teixeira, levantou possibilidade de cooperação bilateral e apresentou dados sobre a bem-sucedida experiência brasileira na área, de comprovada sustentabilidade e fundamentada na expansão da produtividade. A proposta de diálogo bilateral e troca de experiências, apresentada em momento de grandes protestos de agricultores pela Alemanha, foi bem recebida por Özdemir.

Essa manifestação de interesse preliminar no biodiesel derivada dos protestos de agricultores não gerou até o momento, contudo, passos concretos. Desdobramentos talvez possam ser buscados no âmbito do mecanismo da Parceria Energética bilateral.

Tendo em vista, ainda, o potencial de produção de SAF no Brasil diretamente a partir do etanol, conviria ressaltar a sustentabilidade dessa rota também em contatos com o lado alemão.

- Mobilidade elétrica

Há iniciativas concretas bilaterais em andamento, no Brasil, na área de mobilidade elétrica. Destacam-se projetos financiados pelo KfW para eletrificação de frotas de ônibus em municípios brasileiros, bem como tratativas entre BNDES e KfW sobre possível criação de empresa de leasing para fornecer ônibus elétricos a pequenas prefeituras, com participação da Mercedes-Benz.

Há também interesse alemão em aprofundar cooperação com o Brasil no tema de minerais críticos, importante para assegurar fornecimento de matérias-primas para a fabricação de baterias na Alemanha. A respeito, conviria seguir atentando para a necessidade de contrapartidas alemãs, como investimentos para agregação de valor, no Brasil, em cadeias de produção relativas a esses minérios, como lítio, e também em outras cadeias produtivas estratégicas para o Brasil, como o próprio aço verde.

- Captura, utilização e depósito de carbono

A Alemanha vem desenvolvendo parcerias exitosas com seus vizinhos no tema de CCUS. Poderia interessar ao Brasil aprofundar o intercâmbio de experiências nessa área com a Alemanha, sobretudo em pesquisa e desenvolvimento e parcerias tecnológicas e industriais.

- Transição energética e descarbonização na indústria intensiva em energia

Novo grupo de trabalho no âmbito da Parceria Energética bilateral passou a dedicar-se exclusivamente ao tema "Energia Limpa e Descarbonização da Indústria". Seria de potencial interesse comum a identificação de possíveis projetos-piloto para o fomento concreto da descarbonização de processos produtivos em planta intensiva em energia no Brasil (ex: aço, química, alumínio), eventualmente com apoio de BNDES e KfW.

Mecanismo de identificação de projetos (country-call) para potenciais interessados, no Brasil, no âmbito do programa Iniciativa Internacional de Proteção Climática (IKI), lançado em março de 2024, também pode auxiliar nesse propósito, apesar de os recursos não serem tão expressivos quanto os que vêm sendo destinados internamente, na Alemanha, para a descarbonização da indústria local: até EUR 25 milhões para projeto relacionado a descarbonização de setores industriais brasileiros intensivos em emissões, em especial, aço e cimento.

Não bastaria, por outro lado, que a cooperação bilateral nesse tema se limitasse à descarbonização da base industrial brasileira já existente, com base unicamente no recurso a tecnologias alemãs. A transição energética estruturalmente justa e inclusiva demandaria uma redistribuição geográfica das cadeias de produção global, mediante intensificação de investimentos industriais em países em desenvolvimento.

Nessas condições, caberia intensificar, nas interlocuções em nível governamental e empresarial com o lado alemão, a promoção do Brasil como parceiro adequado para a internacionalização de empresas alemãs intensivas em energia, as quais passam por período de dificuldade para manterem-se competitivas. O Brasil tem aprimorado suas credenciais para atrair esses investimentos em razão do aperfeiçoamento de marcos regulatórios e tributários internos, aliado a condições estruturais favoráveis garantidoras de energia limpa, abundante e acessível (no mercado livre, equivalente a EUR 4-5 cent/KWh) e à diversidade de rotas tecnológicas sustentáveis existentes no País.

Austrália

A matriz energética da Austrália é majoritariamente dependente de recursos não-renováveis. Pode-se dizer até mesmo que a economia australiana é viciada em carvão e gás. Com base nos dados do "Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water" (DCCEEW), quase 70% da eletricidade do país são gerados a partir dessas duas fontes. O carvão representou cerca de 61% da produção de energia da Austrália em 2021-22, seguido pelo gás natural, que contribuiu com 32%. Com reservas abundantes e uma sólida indústria de exploração mineral, a Austrália dispõe de estoque considerável de recursos energéticos não renováveis, possibilitando um mercado de exportação altamente rentável para essas commodities. A título de ilustração, recordo que, na pauta comercial com o Brasil, as exportações australianas são compostas, em sua quase totalidade, apenas por carvão.

Ainda quanto às fontes não renováveis, é digno de nota que o cenário de abundância não se aplica ao petróleo. Com reservas limitadas, a Austrália é altamente dependente de importações para atender às suas necessidades energéticas, sobretudo na indústria agropecuária e no setor de transportes.

Apesar da intensa dependência de recursos fósseis, a participação de fontes renováveis na matriz energética australiana cresceu significativamente na última década, passando de aproximadamente 10,5% em 2010 para cerca de 29% em 2021 e 32% em 2022. Dessa porcentagem, a energia solar foi a principal (14%), seguida da eólica (11%) e da hidrelétrica (6%). Em 2021-22, aproximadamente 19% da eletricidade na Austrália foram gerados fora do setor elétrico, por empresas e residências, como resultado de políticas públicas de incentivo (incluindo, em alguns casos, subsídios diretos) à instalação de painéis solares.

O crescimento da participação das energias solar e eólica na matriz reflete o potencial dessas fontes na Austrália, em razão de seus atributos geográficos (país ensolarado, com grande disponibilidade de ventos). Faço notar que o estado de Queensland abriga hoje a maior fazenda solar da Austrália, no município de Western Downs, e a maior fazenda eólica do hemisfério sul, na cidade de Warwick.

Entre os biocombustíveis, os mais usados no setor de transportes terrestres são o etanol (E10 e E85) e o biodiesel (B5 e B20). O E10 é uma mistura de gasolina com 10% de etanol, comumente usada na frota de veículos australianos; já o E85 compreende mistura de 85% de etanol, que só pode ser usada em veículos específicos. Já o biodiesel refere-se à mistura de diesel com 5 ou 20% de ácidos graxos de origem vegetal ou animal, também compatível apenas com determinados veículos. Representantes do Arranjo Produtivo Local do Álcool (APLA) já manifestaram interesse em visitar a Austrália e explorar possibilidades de cooperação em etanol.

Historicamente, a sociedade australiana demonstra preocupações com os riscos ambientais e de segurança associados à energia nuclear. A legislação atual, por meio do

"Environment Protection and Biodiversity Conservation Act", estabeleceu quadro regulatório para a proteção ambiental e a segurança nuclear. A Seção 140A dessa lei proíbe explicitamente que o ministro de Meio Ambiente aprove ou considere ações relacionadas à construção ou à operação de instalações nucleares. A única exceção é o desenvolvimento de instalações de propulsão nuclear naval relacionadas com a utilização em submarinos com armamento convencional e propulsão nuclear. Além disso, a Austrália possui um reator nuclear em operação, o "Australia's Open Pool Australian Lightwater" (OPAL), operado pela Australian Nuclear Science and Technology Organisation (ANSTO), utilizado por cientistas e engenheiros, com finalidade de pesquisa.

Apesar das limitações legais vigentes, a questão nuclear voltou a ser um tema central na discussão da política energética do atual governo trabalhista. A oposição tem promovido um forte discurso em favor do desenvolvimento do setor nuclear, utilizando do argumento ecológico, para encobrir o que parece ser, na verdade, uma tentativa de dar longevidade à exploração das fontes não renováveis. As chamadas miniusinas ("Small Modular Reactors", SMRs), têm sido apresentadas como alternativa por políticos ligados à Coalizão Liberal-Nacional, embora tais propostas raramente sejam subsidiadas por estudos de viabilidade. O fato de essa tecnologia ser dominada por parceiros importantes da Austrália, como Estados Unidos e Reino Unido, parece influenciar as pressões em favor de sua adoção.

Entre os argumentos favoráveis à adoção da energia nuclear, estão o fato de que a Austrália possui a segunda maior reserva natural de urânio (depois do Cazaquistão), valor entre 33% ou 46% das reservas globais, além de abundantes reservas de outros minérios nucleares, como tório. Além disso, a baixa densidade demográfica, sobretudo nas regiões remotas e desérticas, ofereceriam condições para o armazenamento de resíduos radiativos. A Austrália já desenvolve, aliás, como atividade comercial, o armazenamento desse tipo de resíduo em seu território, nas instalações de Sandy Ridge, no estado da Austrália Ocidental (WA). A baixa incidência de eventos sísmicos também ofereceria condições para instalações nucleares relativamente seguras.

Entre os argumentos contrários, estão o custo político de eventual reforma dos instrumentos normativos atuais e a possibilidade de rejeição local dos projetos, em razão do sistema parlamentar distrital. O Partido Verde, aliado essencial do governo trabalhista, sobretudo no Senado, sempre demonstrou forte resistência à energia nuclear. Tradicionalmente, o partido associa diretamente o desenvolvimento de uma indústria nuclear à proliferação nuclear. Além disso, preocupações ecológicas continuam a ter um papel central na rejeição popular, sobretudo diante do histórico da Austrália, que, tendo hospedado testes nucleares britânicos, já sofreu com os fardos da era nuclear, com algumas comunidades ainda lidando com suas consequências nos dias de hoje.

Cabe mencionar que a Coalizão esteve no governo de 2013 a 2022, período durante o qual nenhuma medida favorável ao desenvolvimento de uma indústria nuclear foi

tomada, o que contribui para o ceticismo do público australiano em relação às intenções da oposição de realmente desenvolver tal indústria.

Entre os principais desafios para a transição energética australiana rumo a uma matriz mais limpa e sustentável estão, em primeiro lugar, como mencionado, a abundância, o baixo custo e a lucratividade de fontes não renováveis e, em segundo lugar, a forte pressão de grupos políticos que dominam os setores tradicionais de energia. Ainda assim, o governo australiano parece efetivamente comprometido com o tema da transição energética, dedicando espaço considerável ao tema em seu discurso oficial e alocando recursos no orçamento sempre que possível. 13. Entre as iniciativas federais mais recentes, destaca-se o programa "A future made in Australia", versão australiana do "Inflation Reduction Act" norte-americano, anunciado em 11/04, que prevê apoio à transição energética para uma economia de baixo carbono. O governo federal também criou, junto ao Gabinete do Primeiro-Ministro, em julho de 2023, órgão executivo intitulado "Net Zero Economy Agency", precursor da nascente "Net Zero Economy Authority", anunciada em maio de 2023 e prevista para ser criada ainda em 2024, sujeita à aprovação do Parlamento.

É possível encontrar mais informações sobre a transição energética australiana nas seguintes páginas oficiais:

- <<https://www.globalaustralia.gov.au/industries/net-zero>>;
- <<https://www.dcceew.gov.au/energy/strategies-and-frameworks>>; e
- <<https://www.dcceew.gov.au/energy>>.

As diferenças entre as matrizes energéticas de Brasil e Austrália são significativas. A matriz brasileira é, como se sabe, majoritariamente renovável. Ainda assim, há interesses comuns entre os dois países, que compartilham também de experiências semelhantes nos setores de agricultura e mineração, ambos essenciais para o esforço de descarbonização da economia. Cabe lembrar que há vultosos investimentos australianos no Brasil - mais recentemente voltados para a exploração do lítio - e no desenvolvimento de hidrogênio verde, com planos de instalação de fábrica da empresa australiana Fortescue em Pecém, no Ceará.

Ainda a respeito do hidrogênio verde, faço notar que a cidade de Gladstone, no estado de Queensland, tem planos de abrigar o maior "hub" de hidrogênio do mundo. As ambições australianas para o setor esbarram em desafios que são compartilhados pelo Brasil, entre os quais se podem identificar os seguintes: a necessidade de desenvolvimento de um arcabouço regulatório; a uniformização de práticas e a padronização do produto ("estandardização"); a popularização da tecnologia, para criação de demanda e para possibilitar que o produto se torne uma commodity; e o estabelecimento de parcerias internacionais que garantam a resiliência do comércio e da cadeia de produção.

Canadá

Nas últimas décadas, a matriz energética canadense passou por transformações substanciais, sobretudo no que tange à diminuição gradual na participação do carvão mineral, à relevância do gás natural, à predominância da hidroeletricidade na geração de eletricidade, à retomada da importância da energia nuclear e ao maior incentivo a fontes renováveis intermitentes, como a eólica e a solar.

Nos últimos anos, o Canadá buscou posicionar-se como um dos principais atores na transição para a economia de baixo carbono, com redução significativa das emissões de gases de efeito estufa (GEE), embora continue a ser importante exportador mundial de "commodities" energéticas não renováveis - com preponderância dos fósseis.

Os números ilustram essa importância: terceiro maior exportador de petróleo, sexto de gás natural, sétimo de carvão e segundo de urânio. Em termos de produção de energia primária, o Canadá está na sexta posição global, caso sejam incluídas a produção e a exportação do urânio - a Agência Internacional de Energia (AIE), diferentemente de Ottawa, considera apenas a eletricidade produzida pelo mineral urânio na esfera doméstica como energia primária.

Cerca de 90% dessas exportações, em valor, são direcionadas aos Estados Unidos da América (EUA), se for considerada também a venda de eletricidade. Cerca de 60%, 99% e 28%, respectivamente, das importações dos EUA de petróleo, gás natural e carvão são oriundas do Canadá. 92% da eletricidade importada pelos EUA são provenientes do Canadá. Petróleo e gás natural predominam na pauta exportadora, tendo representado CAD \$ 217 bilhões dos cerca de CAD \$ 241 bilhões exportados, sendo que os EUA representaram 96% dessa corrente comercial (2022). Ainda assim, o Canadá exporta tais insumos energéticos para outros 132 países.

Além das "commodities" energéticas tradicionais, o Canadá também produz 31 minerais e metais considerados essenciais para a transição energética, utilizados na fabricação de veículos elétricos e baterias de alto rendimento, no desenvolvimento de tecnologias limpas e no suprimento de cadeias produtivas manufatureiras avançadas. O país é o quarto maior produtor global de metais do grupo da platina (MGP), empregados em catalisadores veiculares - responsáveis por neutralizar gases poluentes gerados pela combustão no motor -, e na fabricação do hidrogênio e de células de combustível. Em termos de vantagem competitiva, o Canadá desponta como o segundo produtor mundial com menor custo de níquel refinado, graças à coprodução de cobre, cobalto, ouro e MGP. Vale lembrar que suas reservas de terras raras estão igualmente entre as maiores do mundo.

A transição energética é prioridade para o governo federal, como mostra o compromisso estatal de reduzir as emissões canadenses em 40% abaixo daquelas de 2005 até 2030 ('2030 Emissions Reduction Plan') e a meta de zerar emissões líquidas ("net-zero emissions") de carbono em 2050. A geografia canadense, no entanto, impõe desafios na

transição para as energias renováveis e limpas, visto que muitas das comunidades remotas das regiões subárticas e árticas dependem de geradores a diesel para ter eletricidade - o que gera dupla desvantagem: custos elevados e altas emissões de gases de efeito estufa (GEE). Construir infraestrutura para energia "verde" nessas áreas é tarefa não apenas onerosa, mas também desafiadora do ponto de vista logístico.

De todo modo, a produção e o uso da energia são responsáveis por mais de 80% das emissões canadenses de GEE. O petróleo e o gás de areias betuminosas, por exemplo, são altamente intensivos em emissões, pois requerem muita energia e água para extração e processamento.

Em 2019, a fim de reduzir tais emissões, a Administração do PM Justin Trudeau implementou esquema de precificação do carbono, com foco na queima do combustível (combustão), em processos industriais e na eliminação de resíduos. O preço do carbono por tonelada de CO₂ emitido era de CAD \$ 50,00 em maio de 2022, com projeção de chegar a CAD \$ 170,00 em 2030.

A indústria tem igualmente adotado medidas de redução de emissões, como revelam os investimentos de empresas de petróleo e gás natural em tecnologias de captura e de armazenamento do carbono. Ademais, para apoiar as medidas privadas, o setor público federal disponibiliza recursos para projetos de energia renovável, eficiência energética e pesquisa & desenvolvimento. O `Low Carbon Economy Fund` - que concederá CAD \$ 2,2 bilhões em sete anos -, e o `Canada Infrastructure Bank` - que investirá outros CAD \$ 35 bilhões -, ilustram aportes governamentais em prol da transição energética, bem como da mitigação e da adaptação climáticas.

Ademais, companhias de petróleo e gás canadenses, como a `Enbridge`, apostam que o gás natural desempenhará papel central na transição energética, inclusive na substituição das termelétricas a carvão mineral e na produção de "hidrogênio azul", desde de que haja sistema de captura e armazenamento de carbono (CCS, na sigla em inglês). Em março de 2024, essa empresa anunciou "joint venture` para distribuir gás natural nos EUA com WhiteWater e MPLX - ambas operadoras de gasodutos -, e I Squared Capital". O empreendimento conectará os produtores de gás na "Permian Basin" à Costa do Golfo dos EUA. Quando em operação, prevista para os próximos meses, a parceria levará a Enbridge a "movimentar 20% de todo o gás natural dos EUA".

Executivos da Enbridge já declararam que o Canadá não está aproveitando seus recursos naturais, principalmente o gás natural, em momento em que a demanda mundial está elevada. Segundo eles, as iniciativas na área dos combustíveis fósseis no Canadá enfrentam entraves burocráticos e regulatórios que precisam ser corrigidos - o que "cria dificuldades ou impede a aprovação de projetos, retardando o desenvolvimento do setor e reduzindo a confiança dos investidores".

O Canadá reconhece que, principalmente na matriz elétrica, a inserção de renováveis precisa de fonte que assegure energia em momentos de intermitência, papel já atribuído ao gás natural. A transição deve vir acompanhada da segurança energética, binômio essencial no processo de diversificação de qualquer matriz energética.

A anunciada política do Ministério de Minas e Energia do Brasil de promover "choque de oferta de gás natural no país", caminha para tentar equilibrar o binômio transição-segurança nos trabalhos de descarbonização da matriz energética. Opino que a "expertise" canadense pode contribuir para o desenvolvimento de infraestrutura de escoamento e processamento, no processo de redução de custos do gás em nosso país, seja por meio de investimento direto, seja em parceria com empresas brasileiras.

Quanto ao carvão, o Canadá tem estabelecido barreiras ao seu avanço no mercado doméstico, seguindo a aliança firmada com o Reino Unido, há sete anos, de encorajamento da substituição do uso do carvão como fonte energética ('Powering Past Coal Alliance'). Desde então, o uso do carvão mineral no país diminuiu significativamente, graças à decisão de Ontário de fechar todas as usinas termelétricas a carvão na província. As duas últimas dessas usinas em Alberta já estão sendo modificadas para receber gás natural. Saskatchewan, New Brunswick e Nova Scotia são as únicas províncias dependentes dessa matéria-prima, mas a regulação federal e provincial requer que sejam fechadas, adaptadas para receberem gás natural ou equipadas com tecnologia de captura de emissões até 2030.

A retórica de condenação aos combustíveis fósseis, no entanto, não tem sido aplicada às exportações. Em 2021, o premiê Justin Trudeau prometeu interromper as vendas de carvão mineral ao exterior até 2030, mas estas cresceram quase 20% desde então: 2023 registrou recorde na quantidade comercializada, 19,5 milhões de toneladas, o maior volume exportado em quase uma década. Quase toda a extração de carvão provém de Alberta com destino principalmente à Ásia, via os portos da Colúmbia Britânica.

De acordo com o relatório 'Green Hydrogen: energizing the path to net-zero', elaborado pela 'Deloitte' em 2023, o Canadá é reconhecido como líder global em hidrogênio e no setor de células de combustível, sendo "hub" de conhecimento técnico, de propriedade intelectual e de produtos e serviços de ponta. O país está entre os dez maiores produtores de hidrogênio, com produção anual de aproximadamente três milhões de toneladas por meio do processo de 'steam methane reformation' (SMR).

Ainda que o SMR não seja meio de produção de "hidrogênio verde", o Canadá está bem posicionado para incentivar o hidrogênio via eletrólise. De fato, o hidrogênio (vetor energético) é um dos componentes centrais da estratégia política de descarbonização canadense. Segundo a Deloitte, em províncias onde há vastas reservas de gás natural, como Alberta e Saskatchewan, a produção de "hidrogênio azul" deverá avançar por meio da combinação das tecnologias SMR+CCS. Em Ontário, a hidroeletricidade deverá preponderar na produção de "hidrogênio verde". Na Colúmbia Britânica, onde 98% da eletricidade vêm de fonte hidráulica e há reservas importantes de gás natural, já existe a combinação de diferentes formas de produção de hidrogênio. Nas províncias do Atlântico, por exemplo, há forte impulso para o aproveitamento da eletricidade oriunda de fazendas eólicas "offshore".

No âmbito doméstico, há iniciativas promissoras para descarbonizar a matriz de transportes por meio do hidrogênio limpo. A 'Canadian Pacific Kansas City Ltd' (CPKC)

testa protótipos de locomotivas de carga movidas a "hidrogênio azul" e equipadas com células de combustível que já conseguem competir em desempenho com as locomotivas a diesel. A peculiaridade do projeto da CPKC reside no fato de ser o mais avançado no âmbito das locomotivas de carga, uma vez que trens de passageiros já são realidade na China e na Europa.

Os protótipos da CPKC utilizam "hidrogênio azul" de baixa emissão, o que significa na prática redução de 83% nas emissões totais se comparado com o diesel. Além disso, os vagões são desenhados para garantir a segurança dos tripulantes: o hidrogênio é armazenado em cilindros reforçados de fibra de carbono que ficam no topo da locomotiva, pois, caso haja vazamento, o hidrogênio escapará sem riscos de incêndio.

Em 2020, Ottawa lançou a `Estratégia do Hidrogênio` com o propósito de "consolidar o hidrogênio como ferramenta para alcançar nosso objetivo de emissões líquidas zero até 2050 e posicionar o Canadá como líder industrial e global de energias renováveis e limpas". Estão previstos mais de CAD \$ 17 bilhões em créditos fiscais até 2035 para incentivar projetos de hidrogênio limpo. Segundo a `Natural Resources Canada`- Pasta que aqui se ocupa dos temas de energia e mineração, dentre outros - o hidrogênio canadense é amplamente utilizado em atividades industriais de refino de petróleo e de amônia, e nas siderúrgicas - diminuindo, portanto, a pegada do carbono em atividades intensamente emissoras de GEE.

O hidrogênio poderá tornar-se, inclusive, relevante nas exportações canadenses. Nesse contexto, insere-se a `Canada-Germany Hydrogen Alliance`, firmada em 2022, para acelerar esforços de implementar energias renováveis e hidrogênio na Alemanha até 2025, tendo o Canadá como fonecedor. Dessa forma, os canadenses encontraram mercado promissor na tentativa alemã de diminuir a dependência do gás russo. Em 2021, Canadá e Holanda já haviam assinado acordo para desenvolver "corredores de exportação e de importação" para hidrogênio limpo.

O Brasil certamente encontrará oportunidades para futuras exportações do hidrogênio verde. Os "players" brasileiros podem acompanhar a tecnologia que surge no Canadá e potencialmente aplicá-la em nosso País. Digna de nota é a iniciativa dos governos federal e de Alberta de construir usina de hidrogênio em Edmonton que utiliza tecnologia de captura de carbono e deve começar a produzir energia já em 2024, com investimentos conjuntos de CAD \$ 461 milhões.

Nas áreas mais remotas, o governo federal colabora com as comunidades indígenas para que a transição energética tenha papel central. Nesse sentido, o Canadá estabeleceu programas e iniciativas, como a `Indigenous Off-Diesel Initiative` em 2018, com o intuito de substituir paulatinamente a eletricidade produzida com diesel por fontes de energia limpa. O projeto iniciado em 2018 busca ainda capacitar as comunidades por meio de treinamento, apoio técnico e outros recursos necessários para desenvolver e operar fontes energéticas limpas e sustentáveis.

No Canadá, a ideia de transição energética passa necessariamente pelo aproveitamento das vastas reservas de urânio. Os representantes da indústria canadense defendem a

energia nuclear como alternativa segura, confiável e amplamente disponível, que conta com tecnologia comprovada. Seria meio mais eficiente e barato de reduzir emissões de GEE e teria papel central na implementação do binômio transição-segurança. Consideram que os "small modular reactors" (SMRs) serão peça-chave no fornecimento de eletricidade às comunidades indígenas mais afastadas - as energias renováveis, como solar, eólica e hidroelétrica, dificilmente seriam viáveis nas condições árticas.

Para o desenvolvimento dos SMRs, o Canadá atualmente pesquisa ao menos três rotas tecnológicas em paralelo. Se bem-sucedidas, tais iniciativas serão marcos no uso da energia nuclear na transição energética: i) a demonstração de microrreator para fornecer eletricidade para comunidades remotas até 2026, que poderá ser alternativa às pequenas termelétricas a diesel; ii) plano de ligar um pequeno reator modular (a ser construído na localidade de Darlington pela `Ontario Power Generation` até 2028) à rede elétrica, o que poderá iniciar avanço na descentralização da geração de energia elétrica; iii) e o desenvolvimento de tecnologias de espectro rápido muito promissoras, como o reator de sal fundido a ser apresentado nas instalações da `New Brunswick Power` em meados de 2030.

Na reunião ministerial da AIE, em fevereiro de 2024, o ministro canadense de Energia e de Recursos Naturais, Jonathan Wilkinson, defendeu a aceleração do desenvolvimento e da adoção de tecnologias necessárias para alcançar sistemas energéticos limpos, acessíveis, seguros e confiáveis. Nesse sentido, reconheceu a importância do setor nuclear na transição energética global e celebrou o comunicado da AIE, que, pela primeira vez, reconheceu a energia nuclear como fonte confiável. Ressaltou, ainda, a assinatura do memorando de entendimento (MoU) entre o Canadá e o Reino Unido de cooperação na pesquisa, no desenvolvimento, na harmonização regulatória e no treinamento na área da fusão nuclear.

Em recente aposta no uso sustentável da energia nuclear, a `Brookfield Renewables`, subsidiária da empresa de private equity `Brookfield Corporation`, e a `Cameco`, maior companhia do mundo de exploração e de refino de urânio negociada no mercado de capitais, adquiriram a estadunidense `Westinghouse` - líder global na produção de equipamentos e de serviços relacionados à indústria nuclear. A aquisição demonstra que "stakeholders" canadenses vislumbram o potencial do renascimento nuclear, com contribuição dos SMRs, na descarbonização da matriz energética mundial.

Com profundo conhecimento do mercado de energia do Brasil, não se descartam ações da Brookfield para que o setor nuclear volte a ser debatido como meio de dar maior resiliência à geração elétrica no caminho para a descarbonização. Ontário pode até mesmo servir como exemplo: a província tem atraído investimentos privados significativos de transacionais, como fabricantes de automóveis e de baterias para VEs, não apenas pela concessão de subsídios governamentais, mas também por ter matriz energética segura e limpa, que conta sobremaneira com a energia nuclear.

Além disso, o setor privado tem argumentado que o desenvolvimento da inteligência artificial (IA) e os crescentes investimentos privados na área abrem oportunidades para

a tecnologia canadense dos SMRs em escala global. Projeções conservadoras noticiadas pelo `The New York Times` sugerem que servidores de IA, consubstanciados nos chamados `data centers`, consumirão 134 Terawatt-hora anualmente em 2027 - equivalente ao consumo de países como Argentina, Holanda e Suécia. Nesse contexto, na busca por energia limpa e resiliente, gigantes tecnológicas como `Microsoft` e `Amazon` já anunciaram planos de abastecer os seus `data centers` por meio da eletricidade produzida pelos SMRs.

No âmbito da regulação, a `Canadian Nuclear Safety Commission` (CNSC)- órgão regulador, fiscalizador e garantidor da segurança nuclear -, já tem normas que permitem a comercialização segura dos SNRs. Convém mencionar que o Canadá adota modelo regulatório com articulação entre o governo e os agentes econômicos privados. A regulação local estimula a disponibilidade de fontes de financiamento mais favoráveis para o desenvolvimento de novas tecnologias no setor nuclear.

O Canadá e o Brasil já assinaram instrumentos jurídicos bilaterais que podem facilitar o aprendizado brasileiro com a regulação canadense e a importação/exportação de material nuclear: i) o `Acordo de Cooperação entre o Brasil e o Canadá para os usos civis da energia nuclear` (1996); e o ii) `Arranjo Admiministrativo entre a Atomic Energy Control Board e a Comissão Nacional de Energia Nuclear`, de acordo com o acordo entre os dois países para os usos civis da energia nuclear (1997).

No âmbito das energias limpas e renováveis, predomina a hidroeletricidade na matriz elétrica canadense, responsável por mais de 80% da eletricidade do país. Nesse contexto, os canadenses detêm tecnologia que pode ser do interesse do Brasil: as usinas hidrelétricas reversíveis (UHRs), caracterizadas pela presença de mecanismos de armazenamento de energia excedente para posterior uso em períodos de picos de demanda. As UHRs são fundamentais para o armazenamento de energia em larga escala (confiabilidade e resiliência da rede elétrica), sendo outro dos eixos centrais da estratégia de desarbonização canadense.

Tema adicional que pode ser relevante para o País é o movimento de geração distribuída no Canadá. Desde 2018, a capacidade total acumulada de energia fotovoltaica (PV) instalada cresceu mais de 11%, atingindo 2,9 GW em 2021, com 67% dessa capacidade considerada centralizada e 33% descentralizada (geração, pelo menos parcialmente, para autoconsumo). A `CanmetEnergy`, principal centro de pesquisa e tecnologia dedicado à energia limpa no país, conduz projetos de pesquisa e desenvolvimento com o objetivo de expandir a geração distribuída PV na rede elétrica nacional.

Com ampla disponibilidade de geração de eletricidade por fontes renováveis e não renováveis, o governo canadense tem atuado para expandir a infraestrutura de postos de carregamento para veículos elétricos (VEs) e de abastecimento para aqueles movidos a hidrogênio e a gás natural, com foco no desenvolvimento da mobilidade sustentável.

Por meio da `Electric Vehicle and Alternative Fuel Infrastructure Deployment Initiative`, a Natural Resources Canada já investiu no estabelecimento de mais de 1.000 carregadores nas rodovias canadenses, 21 estações de reabastecimento de gás natural

nos principais "corredores" de carga e 15 estações de hidrogênio em cidades. Em conjunto com o `Zero Emission Vehicle Infrastructure Program`, o Canadá já aprovou projetos de construção de mais de 25 mil carregadores de VEs, além de outras 22 estações de gás natural e 19 pontos de hidrogênio.

Percebe-se que o país foca na diversificação da matriz energética dos transportes ao incentivar unidades de abastecimento que transcendem a mobilidade elétrica ao almejarem pluralidade de fontes energéticas - mobilidade sustentável. Convém mencionar que, em parceria com o `Banco de Infraestrutura do Canadá`, Ottawa almeja instalar mais de 84 mil carregadores para VEs e 45 estações adicionais de hidrogênio até 2029.

Em paralelo à mobilidade de zero ou de baixa emissão, o Canadá tem, aos poucos, promovido os biocombustíveis como meio de descarbonizar a matriz de transportes. As `Renewable Fuels Regulations` obrigam produtores e importadores a adicionarem pelo menos 5% de renováveis à gasolina e pelo menos 2% ao diesel. Os renováveis são produzidos a partir de grãos de cereais e de óleos vegetais - no caso do etanol, o milho serve como principal insumo.

Caso haja interesse de produtores brasileiros, o mercado canadense de biocombustíveis tende a crescer nos próximos anos, sendo particularmente fomentado pelo aumento da circulação de veículos híbridos, o que acaba por unir a mobilidade elétrica e os biocombustíveis no combate às emissões de GEE. O etanol representa, todavia, apenas 3% do total da energia utilizada nos transportes no Canadá.

Na área da agricultura, como o terceiro maior exportador de fertilizantes do mundo, o Canadá tem-se preocupado com a sustentabilidade da produção. Para tanto, o governo federal comprometeu-se a estabelecer meta ambiciosa de redução das emissões provenientes de fertilizantes: 30% abaixo dos níveis de 2020 até 2030. Lançou, ainda, o `On-Farm Climate Action Fund`, que tem entre os seus objetivos financiar a adoção de práticas que contribuam com a meta de redução das emissões oriundas da produção de fertilizantes. Um dos focos do governo canadense é desenvolver a chamada "economia circular", de modo a aproveitar o potencial dos resíduos orgânicos do lixo para transformá-los em fertilizantes e em biomassa para abastecer algumas pequenas centrais elétricas.

Por último, permito-me recordar que o `Diálogo de Alto Nível sobre Energia Brasil-Canadá`, liderado pelos titulares do Ministério de Minas e Energia e do Natural Resources Canada, foi lançado por ocasião da visita do então premiê Stephen Harper ao Brasil em agosto de 2011. Opino que o mecanismo, que nunca se reuniu, poderia converter-se em foro privilegiado para concertar as tratativas e parcerias bilaterais em matéria de transição e segurança energética, sobretudo se abranger a participação de instituições de pesquisa e ensino superior, bem como de atores da iniciativa privada dos dois países.

Chile

- Contexto geral, recursos naturais disponíveis e políticas nacionais:

O território do Chile, localizado no sudoeste da América do Sul, estende-se por uma longitude de 4.200 quilômetros e alcança 756.626 quilômetros quadrados (equivalente a 9% do território brasileiro). Em 2022, a população do país alcançou aproximadamente 19,21 milhões de pessoas. No mesmo ano, o Produto Interno Bruto (PIB) do Chile foi registrado em US\$ 301,2 bilhões (equivalente a 16% do PIB do Brasil), com um PIB per capita de US\$ 15.355.

As principais exportações do país consistem em cobre, lítio, frutas, vinho, produtos florestais e salmão. A mineração é a principal atividade industrial do país, respondendo por 14,6% do PIB nacional.

O Chile detém a maior reserva e é o maior produtor mundial de cobre, cujo preço internacional dita a participação corresponde do metal no PIB chileno. Ademais, o país detém a maior reserva mundial de lítio. Cobre e lítio são comumente considerados minerais críticos para esforços de transição energética.

O governo chileno tem buscado implementar novas políticas de valorização da produção e do refino nacional desses dois metais e aprovou, recentemente, diretrizes nacionais novas para a produção de lítio. Apesar desses esforços, a empresa estatal responsável por parte importante da exploração de cobre do país tem apresentado resultados desfavoráveis nos últimos dois anos; a nova política para o lítio, por sua vez, ainda enfrenta resistência de atores privados. Em que pesem tais desafios, há grande interesse de países desenvolvidos em firmar parcerias de produção e fornecimento desses minerais com o Chile, segundo estratégias de "friend-shoring".

Apesar da riqueza abundante em minerais estratégicos, o território chileno possui reservas escassas de hidrocarbonetos. Diferente de outras grandes economias regionais, o Chile não é um produtor importante de combustíveis fósseis o que torna o país fortemente dependente de importações energéticas. Em termos de petróleo e outros líquidos, o Chile possuía reservas de 150 milhões de barris de petróleo bruto no início de 2016, um nível considerado baixo para os padrões da América Central e do Sul. O país importa anualmente, em média, pouco mais de 2 bilhões de toneladas de gás natural e quase 11 bilhões de toneladas de petróleo.

Tradicionalmente, a maioria do petróleo bruto importado pelo Chile provém de países sul-americanos, especialmente Brasil e Equador, que compõem mais de 90 % do fornecimento ao Chile. De fato, em termos de comércio bilateral entre Brasil e Chile, o petróleo bruto concentrou 41,3% do valor total das exportações brasileiras, totalizando US\$ 3,5 bilhões em 2023, aproximadamente 68,75% das importações chilenas, enquanto o Equador contribuiu com 19,59%. Angola, Argentina e Estados Unidos também forneceram petróleo bruto, em quantidades menores, destacando a forte dependência chilena dos mercados sul-americanos para a sua demanda de petróleo cru. No entanto,

os Estados Unidos seguem sendo a principal fonte de importações de produtos de petróleo refinado para o Chile.

A importação de gás natural pelo Chile, por sua vez, dá-se através de gasodutos conectados a reservas da Argentina, além de conexões por mar com outros países, incluindo Trindade e Tobago, Argélia, Catar, Guiné Equatorial, Estados Unidos e México. Quatro gasodutos internacionais (Atacama Pipeline, Nor Andino Pipeline, GasAndes Pipeline e Gasoducto del Pacífico) cruzam os Andes entre o Chile e a Argentina, permitindo que o Chile importe gás natural do país vizinho. Entretanto, os fornecimentos são intermitentes e a capacidade de exportação da Argentina foi totalmente encerrada por mais de uma década, antes que o fluxo fosse retomado em 2018.

Entre 1995 e 2022, a demanda de energia primária no Chile aumentou em proporção significativamente superior ao seu Produto Interno Bruto. Em 1990, 47,7% do consumo bruto de energia primária do país era suprido por importações, proporção que aumentou para 72,0% em 2003 e alcançou seu auge em 2011 (83,6%), estabilizando-se, nos últimos anos, em torno de 75%.

Essa condição estrutural da economia chilena revela-se particularmente sensível, tendo-se em conta que a matriz energética chilena é fortemente baseada em fontes não-renováveis, que correspondem a mais de 70% do total de energia produzida no país. Segundo o mais recente balanço nacional de energia, o principal aporte energético do país provém de combustíveis fósseis (petróleo, gás natural e carvão), que somam 65% das fontes. O restante da matriz é composto por biomassa (24%) e, em menor proporção, hidroeletricidade, energia solar e eólica (11%). Em relação à utilização de energia por setor, os setores de maior consumo são: (i) industrial e mineiro: 37%; (ii) transporte: 35%; (iii) comercial, público e residencial: 24%; (iv) outros: 4%.

Neste contexto, o país tem buscado promover a produção interna através da exploração ativa de novas fontes de energia e da construção de relações comerciais estáveis e duradouras, fortalecendo os acordos bilaterais e multilaterais que favoreçam uma estabilidade na oferta de produtos que o país requer para satisfazer sua crescente demanda por energia.

Com vistas à transição energética, o governo chileno tem buscado estimular investimentos em hidrogênio verde e em eletromobilidade, mas os resultados ainda não são perceptíveis na estrutura da matriz energética, uma vez que esses projetos são de médio e longo prazos. Não obstante, o país tem realizado investimentos significativos para progredir na descarbonização de sua matriz. O país vem dando prioridade às fontes primárias renováveis, especialmente àquelas consideradas "não-convenionais", como a energia solar e a eólica. A tendência parece não apenas mantida, mas acentuada pela atual administração.

De fato, a participação de fontes renováveis de energia tem avançado de forma significativa na matriz elétrica chilena. De janeiro a outubro de 2022 essas fontes alcançaram o patamar de 53,1% de participação no total da geração de eletricidade no Chile. Esses dados indicam reversão da tendência histórica dos últimos 16 anos, período

em que a geração elétrica no país foi dominada por fontes associadas a combustíveis fósseis, como carvão, gás natural e óleo diesel.

Se, por um lado, a transição na matriz elétrica foi possível graças à sensível melhoria verificada no regime pluviométrico das regiões onde estão instalados os principais complexos hidrelétricos do país (regiões de Bío-Bío e Maule), por outro lado houve, igualmente, expansão importante e sustentada, entre 2021 e 2022, da capacidade instalada das fontes de energia renováveis não convencionais (ERNC), particularmente solares e eólicas. Em outubro de 2022, a geração de usinas hidrelétricas registrou expansão de 59,3% comparada com a geração de outubro de 2021.

Em relação a esses mesmos períodos, a geração de usinas solares aumentou 15% e a de usinas eólicas, 1,9%. Ainda na comparação de outubro de 2021 e outubro de 2022, a geração de usinas termoelétricas, a carvão, gás natural e óleo diesel, apresentou, em média, contração de 35,4%. Nesse sentido, a recente desativação das usinas termoelétricas a carvão "Bocamina II" e "Topopilla U-15", (350 MW e de 132 MW, respectivamente) inserem-se nos planos de "descarbonização" da matriz elétrica chilena.

Subsistem, porém, desafios para a consolidação das ERNC no Chile. As condições geográficas do país permitiram investimentos em usinas solares no norte desértico do país, bem como em usinas eólicas instaladas no sul patagônico. No entanto, o maior volume de demanda do sistema elétrico encontra-se no centro do território, que concentra as regiões de Santiago, Valparaso e Viña del Mar. A ausência de infraestruturas robustas de transmissão e armazenamento dificulta a oferta de energia em volume e preços adequados pelo território, pelo que as novas instalações de ERNC enfrentam, desde 2022, problemas relacionados a dissociações nos sistemas de transmissão, os quais não podem ser compensados por armazenamento compatível. A recente lei de armazenamento de energia buscou regular o tema, permitindo às empresas entregar eletricidade ao sistema nos horários do dia em que os melhores preços sejam obtidos no mercado "spot"; todavia, o ritmo de investimentos no setor ainda não equacionou todos os problemas.

Desde 2015 o Chile adota uma Política Energética Nacional (PEN) na forma de programa que estabelece medidas e perspectivas de longo prazo para o setor de energia. A atualização mais recente, publicada em 2022, caracterizou-se por três mudanças fundamentais: (i) o desenvolvimento de processo participativo para atualização da PEN em 2022, que incluiu consultas públicas, encontros regionais e formação de um comitê consultivo com participação especial de povos indígenas; (ii) incremento da importância das energias renováveis na matriz energética chilena; (iii) incluir na política esforços de transição energética rumo à neutralidade de carbono.

A visão divulgada pelo governo na atualização da PEN advoga por uma "nova identidade produtiva do Chile", baseada em dezoito "objetivos gerais", dentre os quais vale destacar: o desenvolvimento local descentralizado e inclusivo; a transformação das

cidades em ambientes energicamente sustentáveis; a produção de energia sem emissões; e o acesso universal e equitativo.

A nova PEN estabelece metas ambiciosas para transformar integralmente o setor energético com foco na sustentabilidade e inovação tecnológica. Para 2050, propõe-se alcançar 100% de energia elétrica gerada a partir de fontes com zero emissão de gases. Como meta intermediária, prevê-se alcançar 80% de produção a partir de fontes renováveis até 2030. Em relação às emissões, o plano prevê redução de 60% das emissões anuais de gases de efeito estufa do setor energético até 2050, com base nos níveis de 2018, visando a neutralidade de carbono antes deste ano. Além disso, projeta-se uma diminuição de 70% na poluição por partículas PM 2.5 provenientes do aquecimento até 2050, utilizando 2018 como ano de referência.

Ademais, a atualização da PEN estabelece metas para o preço mínimo do carbono, a manter-se em 35 USD por tonelada de CO₂ equivalente até 2030. Simultaneamente, todas as novas construções, residenciais ou não, deverão ter "consumo zero de energia". Quanto aos transportes, espera-se que 100% das vendas de novos veículos leves, médios e as novas incorporações ao transporte público urbano sejam de emissão zero até 2035. Prevê-se, ainda, acesso universal à eletricidade até 2030 e fornecimento de energia limpa para aquecimento, água quente sanitária e cozimento até 2040.

Para a infraestrutura energética, o Chile pretende instalar 6.000 MW em sistemas de armazenamento de energia, incluindo baterias e outras tecnologias, até 2050, com um objetivo intermediário de 2.000 MW até 2030. O país almeja atingir padrões globais de confiabilidade e resiliência do sistema energético até 2040 e reduzir a indisponibilidade média de fornecimento elétrico para no máximo uma hora até 2050, com metas de redução de dispersão no nível comunal baseadas em dados de 2021.

Entre as metas sociais e educacionais, inclui-se o treinamento de 18.000 pessoas e a certificação de 9.000 até 2030. Espera-se que organizações indígenas ou rurais locais participem com 500 MW na matriz de geração elétrica até 2050, com uma meta preliminar de 100 MW até 2030. A política também visa alcançar paridade de gênero em cargos de liderança e salários em entidades públicas e privadas do setor até 2040, melhorar em 25% a intensidade energética dos grandes consumidores até 2050, e implementar medidas de proteção dos ecossistemas em todos os novos projetos energéticos para abordar a perda líquida zero de biodiversidade até 2030.

O Conselho Permanente da Política Energética do Chile, criado em 2022, deverá orientar e supervisionar estas iniciativas. Por fim, a PEN prevê que futuras controvérsias ligadas a projetos de energia sejam resolvidas por mecanismos de resolução de conflitos até 2050, e todas as políticas e instrumentos sejam desenhados, implementados, monitorados e avaliados por meio de processos participativos.

- Parcerias internacionais:

O Chile tem buscado estabelecer parcerias bilaterais e regionais para desenvolver tecnologias verdes e reduzir emissões de carbono. Desde 2019, por meio do programa

"Parceria Energética", o país tem mantido cooperação estreita com a Alemanha, inclusive para facilitação de acordos no tema da energia renovável. Recentemente, realizou-se viagem de empresários chilenos e funcionários governamentais a uma instalação de armazenamento de hidrogênio verde em Düsseldorf. O país andino assinou, igualmente, memorando de entendimento com a contraparte germânica para facilitação de acesso do porto de Hamburgo para exportação de hidrogênio verde produzido no Chile.

O Chile também estabeleceu laços público-privados com os Estados Unidos. Em visita ao Chile em 2022, o Secretário de Estado dos Estados Unidos, Antony Blinken, visitou empresas americanas de geração de energia e ressaltou a realização de investimentos americanos de US\$ 760 milhões em cinco projetos de energia solar no Chile, ao passo que a então chanceler Urrejola citou interesse de companhias estrangeiras, inclusive estadunidenses, na exploração do lítio chileno.

A União Europeia tem se destacado dentre os atores mais ativos no avanço de parcerias com o Chile. Em visita ao país em junho último, a presidente da Comissão Europeia, Ursula von der Leyen visitou Santiago, ocasião na qual foram firmados dois acordos sobre desenvolvimento da indústria de hidrogênio verde no país. O primeiro deles cria o "Projeto Team Europe para o Desenvolvimento de Hidrogênio Renovável no Chile", programa de assistência técnica com vistas à criação de condições para o fomento da economia do hidrogênio sustentável no Chile. O segundo, uma declaração de intenções sobre o "Fundo Team Europe de Hidrogênio Renovável no Chile", será financiado conjuntamente pelo Banco Europeu de Investimentos (BEI) e pelo Banco de Desenvolvimento Alemão (KfW). Ambas as iniciativas terão orçamento previsto de 225 milhões de euros.

Além disso, o Chile está recebendo apoio do Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) para acelerar o uso de fontes de energia limpas e sustentáveis e promover a igualdade salarial e paridade de gênero no seu setor de energia renovável. Um empréstimo de 300 milhões de dólares destina-se a descomissionar usinas a carvão e acelerar o plano do país de neutralidade de carbono até 2050.

- Possibilidades de parcerias com o Brasil

Há notável interesse na cooperação bilateral no setor de energia, principalmente em fontes renováveis, especialmente pelo fato de subsistirem desafios para a consolidação dessas fontes no Chile. Em 2022, algumas usinas solares e eólicas declararam problemas de "solvência financeira" decorrentes de dissociações nos sistemas de transmissão de energia elétrica (excessos de energia em períodos de baixo consumo, os quais reduzem os valores de oferta). A recente lei de armazenamento de energia poderia contribuir para equacionar o problema, uma vez que permitiria às empresas entregarem eletricidade ao sistema a melhores preços. Mesmo assim, o sistema elétrico chileno ainda carece de soluções duradouras de armazenamento, transmissão e disponibilização ao consumidor final. As soluções desenvolvidas pelo Brasil para essas questões, inclusive para gestão de

armazenamento e transmissão em grandes extensões territoriais, foram mencionadas por autoridades chilenas como tópicos de interesse.

Outra vertente de grande potencial de cooperação refere-se às políticas de longo prazo para produção de hidrogênio verde, também relacionada com os esforços de transição energética. Brasil e Chile são vistos, por muitos especialistas, como os países sul-americanos com maior potencial nessa área. O Brasil enfrenta desafios semelhantes aos do Chile no desenvolvimento de iniciativas voltadas à produção de hidrogênio de baixo carbono, tendo elaborado, recentemente o Plano de Trabalho Trienal (2023-2025) do Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2). O fato de o Brasil encontrar-se em etapa mais avançada no desenvolvimento de suas políticas para o hidrogênio de baixo carbono implica grande potencial de cooperação com o Chile no tema. Cumpriria, assim, aproximar posições de forma a garantir troca de expertise e soluções comuns entre os dois parceiros regionais. Essa aproximação reveste-se de alguma urgência, tendo-se em conta que a União Europeia tem buscado conformar parcerias similares com o Chile, como parte dos esforços para garantir a segurança energética do bloco.

Em julho do ano corrente, o governo chileno estabeleceu um comitê estratégico para elaborar um plano de ação sobre hidrogênio verde, cujo programa de trabalho para o setor deverá tratar dos aspectos fundamentais da iniciativa (mapa regulatório, modalidades de financiamento, capacitação da indústria e medidas de alocação e fomento), estendendo-se até 2030. A iniciativa apresenta caráter suprapartidário e deve consolidar as regiões de Magalhães e Antofagasta como pólos de produção do hidrogênio, tendo em conta a disponibilidade de energias renováveis nessas áreas.

Há interesse do lado chileno em promover cooperação com o Brasil, na área biocombustíveis. Além disso, subsiste o grande interesse da parte chilena em soluções sustentadas para transmissão e armazenamento, bem como para gestão transfronteiriça de ativos energéticos.

Existe quadro importante de cooperação entre Brasil e Chile no setor energético, no âmbito dos seguintes acordos bilaterais: (i) Acordo Básico de Cooperação Científica, Técnica e Tecnológica entre a República Federativa do Brasil e a República do Chile, de 26 de julho de 1990; (ii) Plano de Ações Conjuntas, firmado pelos dois Governos em agosto de 2004; (iii) Memorando de Entendimento para Estabelecimento de Comissão Mista Permanente em Matéria Energética e de Mineração, firmado em 11 de abril de 2006; (iv) Plano de Trabalho adotado por ocasião da visita de Estado do Presidente Sebastián Piñera ao Brasil, em 27 de abril de 2019.

No âmbito desses acordos, realizou-se, no dia 18 de outubro de 2023, a primeira da Comista de Energia entre Brasil e Chile, em formato virtual. O encontro contou com a participação do Ministro de Minas e Energia, Alexandre Silveira de Oliveira, bem como com o Ministro de Energia do Chile, Diego Bartow. As discussões técnicas foram conduzidas, da parte brasileira, pelo Secretário Nacional de Transição Energética e Planejamento e, da parte chilena, pelo chefe da divisão política e de estudos energéticos ambientais.

Da parte do Brasil, houve reforço da importância transversal do tema de hidrogênio verde para esforços de incremento da segurança energética e de transição para geração de energia de baixo carbono. Reafirmou-se, ainda, a existência de interesses convergentes na formatação das regras para inserção no mercado global de hidrogênio e derivados e participação, bem como na participação nas cadeias globais de suprimento. No tema da integração energética regional, recordou-se o exemplo exitoso do Mercosul em manter iniciativas de integração de cadeias e transmissão de gás natural na região.

A Comista registrou interesses expressivos em assuntos de regulação, coordenação e especificação de energia. A parte chilena afirmou que o crescimento de participação das fontes eólicas, solares e hidrelétricas na matriz chilena estimula a troca de expertise com o Brasil, tendo em conta que o país implementou planos exitosos de expansão das participações das três fontes. Os integrantes dos dois ministérios indicaram serem favoráveis ao estabelecimento de mecanismo de diálogo contínuo no âmbito da Comista, com possibilidade de realização de encontros informais para tratar dos temas debatidos e aprofundar eventuais iniciativas de interesse comum. Nesse tópico, o representante do MME indicou favorecer reuniões específicas para tratar da harmonização da governança de certificação de hidrogênio, bem como de metodologias de descarbonização. Afirmou, nesse sentido, que "se Brasil e Chile tiverem capacidade de construir uma posição comum, fortalecerão suas posições respectivas no mercado internacional de hidrogênio e carbono". A sugestão foi apoiada pelo lado chileno.

A realização da I Comista ofereceu oportunidade valiosa para troca de expertise e de informações sobre temas de interesse dos dois países. Percebe-se convergência importante entre os dois países em temas-chave das respectivas agendas energéticas, ademais de potencial significativo de cooperação em áreas estratégicas. Para que tal potencial seja plenamente explorado, conviria que as áreas-fim de ambos os ministérios dessem seguimento às conversas por meio de contatos informais, de forma a definirem melhor as iniciativas delineadas durante o encontro, em especial nas áreas da produção de hidrogênio verde, de certificação e de elaboração de políticas públicas para o setor.

China

Contexto geral

A estratégia chinesa para a transição energética está intimamente relacionada à "meta dupla" de redução de emissões de dióxido de carbono anunciada pelo presidente Xi Jinping em setembro de 2020. Como se sabe, a China comprometeu-se a atingir o pico de emissões até 2030 e a neutralidade de carbono até 2060.

Estima-se que o setor de energia seja responsável por 90% das emissões deste país. Assim, o êxito no cumprimento dos objetivos climáticos firmados em nível internacional passa necessariamente por uma transformação profunda da matriz energética chinesa, ainda muito dependente de combustíveis fósseis. Mesmo com investimentos crescentes nos últimos anos, a participação das energias renováveis foi de apenas 18% em 2022. O carvão mineral ainda segue como a base do sistema (55,5%), seguido do petróleo (17%) e do gás natural (8,5%).

Dois planos quinquenais para o setor de energia aprovados pela Comissão Nacional de Desenvolvimento e Reforma (NDRC) e pela Administração Nacional de Energia (NEA) em 2022 - "14th FYP for a Modern Energy System" e "14th FYP for Renewable Energy Development" - contém os principais aspectos da estratégia chinesa de transição energética em curso. Esses planos estabelecem metas de crescimento das energias renováveis na matriz nacional entre 2021 e 2025 e servem de orientação a todos os níveis governamentais para apoio ao setor:

- Reduzir em 18% a intensidade das emissões de dióxido de carbono por unidade do PIB, em comparação com os níveis de 2005;
- Diminuir em 13,5% a intensidade de energia;
- "Controlar estritamente" o crescimento do consumo de carvão;
- "Controlar estritamente" os novos projetos de termelétricas a carvão;
- Aumentar em 4,1% a participação dos combustíveis não-fósseis no consumo de energia;
- Metade do crescimento do consumo de energia advir de fontes renováveis.

Como se recorda, a nova Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC), apresentada pela China em 2021, instituiu outras metas de mais longo prazo no setor de energia (até 2030) e complementou os objetivos dos dois planos quinquenais. Entre elas, destaca-se o aumento da participação das renováveis para 25% no consumo nacional e a expansão da capacidade instalada de energia eólica e solar para 1.200 GW.

A China prioriza a segurança energética e a autossuficiência produtiva e tecnológica na elaboração das políticas para o setor de energia. A interação entre esses dois princípios basilares resulta numa situação paradoxal em que a China é, ao mesmo tempo, o maior

investidor em energia solar e eólica no mundo (com 230 GW de nova capacidade instalada apenas em 2023) e líder em novas centrais elétricas a carvão (243 GW em construção ou autorizadas).

Hidrogênio de baixa emissão

A China é o maior produtor e consumidor de hidrogênio do mundo, com uma produção anual estimada em 33 milhões de toneladas. A maior parte desse hidrogênio advém de fontes fósseis sem compensação de emissões ("hidrogênio cinza"), como carvão (65%) e gás natural (20%). Estima-se que atualmente menos de 1% seja de hidrogênio de baixa emissão (ou "verde"). Sua destinação é principalmente para servir de matéria-prima na produção de amônia, metanol e no refino de petróleo.

O hidrogênio ganhou destaque no cenário político chinês após ter sido mencionado no 14º Plano Quinquenal (2021-2025) como "área de fronteira" e incluído em grupo de indústrias prioritárias. Desdobramento dessa orientação do governo central foi a aprovação pela NEA/NDRC, em março de 2022, de um plano setorial de médio e longo prazo (2021-2035).

Na área de transporte, o governo almeja uma frota de 50 mil veículos movidos a célula de combustível e 300 unidades de reabastecimento de hidrogênio até 2025. Para 2030, entidade setorial prevê que esse número chegue a um milhão de automóveis e mil unidades de reabastecimento. Entre 2020 e 2022, a compra dos chamados "veículos de nova energia" (hidrogênio, híbridos e elétricos) beneficiou-se da redução de impostos e de subsídios diretos, que variaram entre RMB 20 mil e 50 mil (USD 3,200-7,900) a depender do tipo de veículo e tamanho da bateria ou célula de combustível.

A política foi considerada satisfatória pelo governo chinês, que descontinuou a maior parte dos subsídios diretos no fim de 2022. A isenção do tributo sobre a compra (equivalente no Brasil ao IPI e ICMS) foi estendida até 2027. Analistas acreditam que o apoio futuro possa migrar para outros tipos de benefícios, como a não cobrança ou descontos de taxas de estacionamento, subsídio na recarga e incentivos a pesquisa e desenvolvimento de empresas estatais. À luz da preferência do público chinês por automóveis elétricos e híbridos e da limitação tecnológica das baterias para trajetos de longa distância, avalia-se que há maior potencial de crescimento do hidrogênio em veículos de grande porte (ônibus e caminhões).

O plano da NEA/NDRC também estabeleceu uma meta de 200 mil toneladas métricas de hidrogênio verde até 2025. A sinalização governamental mobiliza grandes investimentos no setor, liderados principalmente por grupos estatais com o apoio de governos locais. Fontes de mercado indicam que, com os investimentos em curso, a meta governamental deverá ser superada com folga e, em 2025, a produção pode ficar acima de um milhão de toneladas métricas.

A opção preferencial tem sido produzir hidrogênio verde por meio de eletrólise a partir de energia solar e eólica. Por questões de logística e de custo da eletricidade, os maiores projetos estão associados a grandes parques eólicos e solares nas províncias de Xinjiang

e da Mongólia Interior. Zonas costeiras com potencial para eólica "offshore" são outra aposta das autoridades chinesas para projetos futuros de hidrogênio verde.

A petroleira Sinopec destaca-se entre os grupos estatais e conta com um plano de investimento de US\$ 4,6 bilhões nos próximos cinco anos. A empresa pôs em operação um projeto-piloto com capacidade anual de 20 mil toneladas métricas em Kuqa, Xinjiang, em que hidrogênio verde é utilizado localmente como substituto do gás natural na refinaria Tahe. Em 2023, o grupo deu início à construção de uma nova planta em Ordos, na Mongólia Interior, com capacidade de 30 mil toneladas métricas de hidrogênio verde. Integra esse projeto um futuro gasoduto de 400 quilômetros até Pequim, capaz de transportar 600 mil toneladas métricas ao ano e que irá abastecer fábricas e siderúrgicas no entorno da capital chinesa e na província vizinha de Hebei.

De acordo com a agência de notícias "Nikkei Asia", vinte e quatro entes subnacionais estabeleceram metas próprias para o hidrogênio verde. Entre eles, singulariza-se o plano da Mongólia Interior de alcançar metade da capacidade de produção nacional, com 500 mil toneladas métricas até 2025. Autoridades da província anunciaram ter aprovado trinta novos projetos até outubro de 2023, incluindo o da Sinopec em Kuqa mencionado anteriormente.

A política chinesa também aposta na inovação e no desenvolvimento da cadeia produtiva. No plano quinquenal anterior (2016-2020), os investimentos em P&D em hidrogênio verde superaram US\$ 600 milhões. Incentivos à manufatura de eletrolisadores têm contribuído com a redução do custo de capital dos projetos e do preço final do hidrogênio. Segundo o setor privado, no caso de eletrolisadores alcalinos, a economia pode ser superior a 40% em relação aos concorrentes europeus. 16. As perspectivas para o setor permanecem animadoras. A "China Hydrogen Alliance" projeta que, até 2030, o faturamento da indústria chinesa de hidrogênio fique acima de RMB 5 trilhões (US\$ 690 bilhões) e a capacidade anual de produção de eletrolisadores chegue a 100 GW.

Energia nuclear

A China é atualmente o terceiro maior produtor mundial de energia nuclear, atrás de Estados Unidos e França, com 54,3 GW de capacidade instalada nas 56 usinas em operação. Mesmo sendo apenas 2,2% da capacidade total do país, o setor foi responsável por 5% de geração elétrica em 2023. Grandes grupos estatais - como a "China National Nuclear Corporation" (CNNC) e a "China General Nuclear Power Group" (CGN) - dominam toda a cadeia produtiva e a administração dos principais ativos. A política nacional tem priorizado a independência tecnológica, o controle da cadeia de suprimentos e o aumento da localização da produção. O novo reator Hualong One, utilizado em centrais nucleares recém construídas, é quase em sua totalidade fabricado com tecnologia e insumos nacionais.

O setor nuclear deve ter um papel relevante no processo de transição energética da China. Embora o país não tenha atingido a meta anterior de 58 GW estipulada para 2020, o parque nuclear chinês vive um momento de forte expansão. Estão atualmente em

construção 26 novas usinas (27,8 GW), que deverão contribuir com os esforços da meta atual de 70 GW até 2025 prevista no último plano quinquenal. No longo prazo, projeta-se que a geração nuclear responda por 10% da eletricidade em 2035 e 18% em 2060.

Um dos gargalos apontados por especialistas é a dependência chinesa da importação de urânio. Ressaltam que, mesmo com grandes reservas (estimadas em 2 milhões de toneladas), o minério chinês seria de difícil extração e de baixa qualidade. Estima-se que menos de 20% do consumo anual seja abastecido por urânio produzido no país. O governo trabalha com a meta de elevar a produção nacional para um terço da demanda, outro terço a ser abastecido por importações de minas com participação de capital chinês e o restante no mercado aberto. Cazaquistão, Canadá, Namíbia, Níger e Austrália destacam-se entre os principais fornecedores. Mercado avalia que demanda em 2023 foi de 11.000 toneladas de urânio enriquecido (tU), que deverá subir para 40.000 tU em 2040.

Cooperação internacional e inovação tecnológica são outros pontos importantes da estratégia chinesa para o setor. Alguns dos novos reatores estão sendo feitos em parceria com a estatal russa Rosatom. O país asiático também segue na dianteira do desenvolvimento de reatores mais avançados, seguros e sustentáveis. Em dezembro de 2023, entrou em operação comercial a primeira usina nuclear de quarta geração do mundo, que utiliza um reator modular de alta temperatura resfriado a gás (HTGR, na sigla em inglês) de 200 MW de capacidade. A China também conduz projetos de pesquisa em fusão nuclear e almeja atingir escala comercial até meados do século.

Fertilizantes verdes

A China não conta com uma política específica para fertilizantes verdes. O setor beneficia-se indiretamente dos incentivos concedidos à indústria de hidrogênio verde, que pode ser utilizado como insumo na produção de amônia verde e posterior transformação em ureia e fertilizantes nitrogenados. Há expectativa de que a indústria se expanda, já que o país asiático é líder mundial na produção de amônia (30% de participação).

Biocombustíveis

Os biocombustíveis têm uma posição marginal na estratégia chinesa de transição energética. O mandato nacional de adição de 10% de etanol na gasolina (E10), previsto para 2020, encontra-se suspenso na prática. Mesmo em províncias e municípios onde a regra vale, a exigência formal de cumprimento é limitada. Calcula-se que a produção nacional tenha sido de 3,9 bilhões de litros em 2023. Isso representou apenas 1,8% de mistura média na gasolina (menor que 2,2% do ano anterior). As importações de etanol são pouco relevantes em razão do elevado nível tarifário em vigor.

O etanol produzido na China é praticamente todo oriundo do milho. Tradicionalmente, a política chinesa para o setor tem servido mais como um programa de gestão dos estoques do grão do que um mecanismo de proteção ambiental e de mitigação climática.

Como já mencionado, o governo Xi Jinping optou pela descarbonização do setor de transporte por meio da eletrificação dos veículos.

Desde fevereiro de 2022, as autoridades em Pequim orientam os governos locais a "estritamente controlar a indústria de processamento de etanol a partir do milho" (Documento Número 1 do Conselho de Estado). O país não é autossuficiente no grão e eventual incremento da produção de etanol demandaria aumento das importações de milho e maior dependência do país de fornecedores estrangeiros. Essa oposição declarada do governo Xi Jinping tende a limitar as perspectivas de expansão da indústria e de crescimento da produção nacional. Também não há indicativo de que a proteção tarifária atualmente em vigor seja revista nos curto e médio prazos.

No caso do biodiesel, as políticas estão mais voltadas a oportunidades comerciais via exportações do que a ser um eixo da transição energética nacional. À exceção da cidade de Xangai, autoridades chinesas não aprovaram, até o momento, nenhum mandato para o biodiesel em nível nacional ou provincial. Em 2023, o consumo estimado de biodiesel na China foi de 770 milhões de litros, enquanto as exportações alcançaram quase 3 bilhões de litros.

Estudos indicam que o óleo de cozinha usado (UCO, na sigla em inglês) é o principal insumo na fabricação do biodiesel chinês. A opção por esse insumo decorre não apenas de sua enorme disponibilidade no país (11,4 bilhões de litros por ano) como também devido a incentivos para o biodiesel de UCO previstos em normativa da União Europeia, destino final da maior parte das exportações chinesas. Em relação ao consumo doméstico, a China diferencia-se de outros países por não utilizar o biodiesel principalmente no setor de transporte, e sim na produção de plastificantes ecológicos, geração de energia elétrica, navios de pesca e equipamentos agrícolas.

Agregue-se que o governo chinês ainda não estruturou uma política específica para o combustível sustentável de aviação (SAF). O plano quinquenal setorial prevê apenas uma meta de 20 mil toneladas de SAF em 2025. Trata-se de uma quantidade pequena frente à previsão de consumo de 40 milhões de toneladas de querosene de aviação no mesmo ano. Especialistas avaliam que um desfecho positivo das negociações de um mandato no âmbito da Organização da Aviação Civil Internacional possa fomentar o desenvolvimento dessa nova indústria na China. Já existem algumas iniciativas, como a refinaria Zhenhai da estatal Sinopec em Ningbo, Zhejiang, que utiliza UCO como insumo e tem capacidade nominal de 100 mil toneladas por ano.

Energia eólica "onshore" e "offshore"

O governo chinês elegeu a energia eólica, juntamente com a solar fotovoltaica, como um dos principais eixos da transição energética nacional. Em razão do tamanho do território e da extensão da costa, estima-se o potencial "onshore" em 2.500 GW e "offshore" em 200 GW. Políticas estruturadas para o setor existem desde 2003 e permitiram que a China se tornasse líder em capacidade instalada no mundo (441 GW) e detivesse 60% da produção global de turbinas eólicas.

Os principais mecanismos utilizados pelo governo para incentivar o setor foram o estabelecimento de metas para instalação de nova capacidade, programa de compra garantida e preço mínimo de eletricidade em contratos de fornecimento de longo prazo ("feed-in tariffs"), além de subsídios diretos à construção de novos projetos eólicos. O setor produtivo também usufruiu de proteção por meio de requisitos de conteúdo local e de subvenções para o desenvolvimento de tecnologia nacional.

O sistema de metas tem tido um bom histórico de resultados. A meta atual de 1.200 GW de capacidade de energia eólica e solar, prevista originalmente para 2030, deve ser superada até o final deste ano. Os investimentos no setor continuam aquecidos e analistas preveem que, até o final da década, a capacidade de geração combinada dessas duas fontes renováveis fiquem entre 1.600 e 1.700 GW. Os grandes grupos estatais sobressaem-se na mobilização de recursos para novos projetos. As empresas submetem-se ao cumprimento das metas governamentais e seus gestores são avaliados à luz do desempenho nessa área.

O regime de "feed-in tariff" foi criado em 2009 e vigorou por dez anos para projetos "onshore". Continha inicialmente quatro prêmios diferenciados para o valor da eletricidade a depender do potencial de geração em determinada região do país e valia pela duração do contrato de fornecimento (normalmente vinte anos). Com a queda do custo de capital, as autoridades foram gradualmente retirando os incentivos, até sua descontinuação em 2019. Mecanismo de apoio semelhante ainda existe para projetos "offshore", embora a NEA tenha recentemente revisado o prêmio oferecido. Em vez de um valor acima do mercado, os fornecedores têm assegurado pelo menos o preço da kWh pago a termelétricas a carvão da região onde fica o projeto "offshore".

A concessão de subsídios diretos à construção de parques eólicos constitui outro importante instrumento de que se valeram os chineses para escalonar os investimentos no setor. No formato mais comum, o governo central arca com um valor específico para cada kW de energia instalada. As autoridades em Pequim, que há alguns anos tinham eliminado os incentivos para a instalação de usinas "onshore", decidiram terminá-los para o "offshore" em 2023. Essa decisão motivou alguns governos regionais a criarem seus próprios programas de apoio. No caso da província de Guangdong (Cantão), o governo comprometeu-se a pagar às empresas cada kW instalado em suas águas costeiras entre 2022 e 2024. No entanto, esse pagamento diminui anualmente - de RMB 1.500/kW (US\$ 206/kW) em 2022 para RMB 1.000 em 2023 e RMB 500 no final do período.

O apoio ao setor industrial também variou ao longo dos anos. Na fase inicial, o governo incentivou a formação de "joint ventures" entre fabricantes estrangeiros de turbinas eólicas e estatais chinesas e manteve, por mais de dez anos (2000-2010), uma exigência de conteúdo local entre 70% e 80%. Como em outros setores produtivos, as empresas também se beneficiaram de financiamentos incentivados, isenção tributária ou reembolso de impostos na importação de máquinas e insumos, acesso facilitado a terrenos e preços menores de energia elétrica.

Energia solar fotovoltaica

A energia solar está em posição de destaque no processo de transição energética na China. Em 2023, a capacidade instalada de energia fotovoltaica deu um salto para 609 GW, após a entrada em operação de novos 217 GW. Os investimentos chineses no ano passado superaram o recorde anterior de 2022 (87 GW) e representaram mais de 60% do incremento de capacidade solar em todo o mundo.

A energia solar faz parte do chamado "novo trio" [xin san yang] de indústrias da China, que inclui ainda as baterias de lítio e os carros elétricos. Nos últimos dois anos, os produtores chineses dominaram mais de 80% da fabricação de painéis fotovoltaicos. Essa participação é ainda maior em relação a insumos e bens intermediários, como silício policristalino e "wafers".

A política chinesa de incentivo à indústria solar assemelha-se à adotada no setor de energia eólica. Além de metas de adição de capacidade, o governo fez uso de tarifas "feed-in" por vários anos e concedeu subsídios diretos para impulsionar os investimentos no setor. Estima-se que o custo com as subvenções em 2017 foi superior a US\$ 15 bilhões. A eliminação progressiva das tarifas "feed-in" começou em 2018 com um anúncio governamental que reduziu o prêmio pago da eletricidade e orientou os governos locais a transferir a maior parte das compras de energia solar para leilões competitivos.

A tentativa de cumprimento das metas de descarbonização continua a mobilizar novos investimentos na área, mesmo com a eliminação dos subsídios diretos. Como no restante do setor de energia, grupos estatais constituem a principal engrenagem no direcionamento de recursos financeiros. Áreas desérticas do noroeste da China (Xinjiang, Qinghai e Gansu) e da Mongólia Interior abrigam a maior parte dos projetos de geração solar centralizada.

O país também incentiva investimentos em geração distribuída. Desde 2021, o programa "Whole County PV" promove a energia solar em áreas rurais, por meio da instalação de painéis fotovoltaicos em telhados de fábricas, escolas, repartições públicas e residências. As placas são instaladas por um único contratante vencedor da proposta para determinado distrito ou projeto piloto. A iniciativa alcança mais de 140 milhões de pessoas e pretende chegar a 20% dos telhados residenciais dos distritos rurais participantes. Até 2022, mais de 66 GW de projetos haviam sido aprovados ou estavam em construção.

Outro fator importante na expansão da indústria local - e das exportações chinesas - é o baixo custo de produção. Levantamento recente de centro de pesquisa da União Europeia aferiu que fabricantes do país asiático conseguem produzir painéis solares entre US\$ 0,16 e 0,189 por watt de capacidade. Para empresas europeias esse custo fica entre US\$ 0,243 e 0,30 por watt e US\$ 0,28 para firmas norte-americanas.

Captura, utilização e depósito de carbono

O recurso à captura, utilização e depósito de carbono (CCUS) é parte integral da estratégia chinesa de transição energética. O governo reconhece a necessidade do CCUS em indústrias de difícil abatimento de emissões, como siderurgia, cimento e petroquímico, e na geração elétrica a partir de carvão mineral. Em 2021, o CCUS foi incluído no 14º Plano Quinquenal (2021-2025). Agências governamentais chinesas já emitiram cerca de 70 regulamentos sobre o tema por, como orientações, padrões, guias e catálogos tecnológicos, segundo o último levantamento do "Global CCS Institute".

Os objetivos climáticos chineses até 2060 apontam para demanda crescente de CCUS. Estimativas indicam uma necessidade de 24 milhões de toneladas (Mt) em 2025, 100 Mt em 2030 e 2.350 Mt em 2060. Apenas a demanda das centrais termelétricas a carvão deverá alcançar 1.000 Mt por ano no fim desse período.

A capacidade teórica de armazenamento geológico na China é de 1,21 a 4,13 trilhões de toneladas de CO₂, distribuída entre aquíferos salinos, campos de petróleo e gás natural e outras formações geológicas. Províncias do noroeste chinês (Xinjiang e Shaanxi) e a Mongólia Interior têm grandes reservatórios, mas estão distantes dos maiores centros emissores. Bacias sedimentares de grande porte no leste, norte e sudoeste da China, incluindo as bacias da baía de Bohai, Songliao, Sichuan e Subei, estão mais próximas dos principais centros urbanos e industriais e podem facilitar o processo de CCUS. Também se avalia o potencial de reservatórios "offshore" nos mares do Leste e do Sul da China, que cobre a zona costeira desde a província-ilha de Hainan até Zhejiang.

A indústria de CCUS segue em rápido desenvolvimento. De acordo com o "Global CCS Institute", o país contava com cerca de cem projetos de demonstração em operação ou planejados no final de 2022, utilizando diferentes tipos de tecnologia. Mais de cinquenta projetos tem escala entre 100 mil e 500 mil toneladas de CO₂. A primeira iniciativa de grande porte foi a "Qilu Petrochemical - Shengli Oilfield", construído pela Sinopec com capacidade de 1,0 Mt, que passou a funcionar em agosto daquele ano. A petroleira estatal CNPC tem vários projetos em construção, incluindo um de 1,4 Mt no campo de Daqing (Heilongjiang) e outro de 1,0 Mt na província de Jilin. A Comissão de Desenvolvimento e Reforma de Guangdong, a estatal CNOOC, a Shell e a Exxon assinaram, em junho de 2022, um memorando de entendimento para conduzir um estudo conjunto de viabilidade para um "cluster" de CCUS de 10 Mt na baía de Daya. Projeto de escala semelhante no leste da China está sob avaliação do Sinopec, Baowu Steel e BASF.

Mobilidade elétrica

O setor de mobilidade elétrica é atualmente um dos mais dinâmicos do país. Na visão do governo chinês, além dos objetivos climáticos, a eletrificação da frota tem o potencial de solucionar inúmeros desafios no longo prazo, como amenizar os ainda altos níveis de poluição atmosférica, diminuir a dependência do petróleo importado (China importa 70% de seu consumo) e impulsionar um novo setor econômico. Como indicado, as baterias de lítio e os veículos elétricos integram o "novo trio" da economia chinesa, ao lado da energia solar.

A transformação do setor de mobilidade elétrica na China acontece em ritmo acelerado. Em 2023, 9 milhões de veículos elétricos e híbridos saíram de linhas de montagem do país - ou 34% da produção nacional. Dois anos atrás esse número era 1,3 milhão de unidades. Em termos de volume, as exportações do setor tiveram um salto de 77% em relação a 2022 e superaram 1,2 milhão de automóveis vendidos no exterior. A China tem metade da frota elétrica em uso no mundo, com 20 milhões de veículos. Ainda é um número relativamente modesto frente ao total da frota nacional de 329 milhões de veículos registrados. A ambição do governo é que, até 2030, metade dessa frota seja de veículos de nova energia.

O desenvolvimento do setor contou com amplo apoio estatal. Entre 2009 e 2022, estima-se que o governo tenha oferecido cerca de RMB 200 bilhões (US\$ 29 bilhões) em subsídios diretos e incentivos tributários. O apoio governamental estendeu-se a todos os elos da cadeia produtiva, como o processamento de minerais estratégicos, a pesquisa e desenvolvimento de novas baterias, a construção de fábricas e a constituição de uma rede de postos de recarga nos centros urbanos.

A compra de veículos de nova energia também foi subsidiada por vários anos. Sem vencer a barreira do custo, dificilmente seria possível convencer o grande público de migrar dos veículos a combustão interna para os elétricos. Os subsídios diretos ao comprador final chegaram a RMB 50 mil, a depender do tipo do veículo, e foram interrompidos em 2022. Outro benefício relevante é o desconto do imposto de compra de novos veículos. Inicialmente previsto para ser terminado em 2022, o governo decidiu prorrogar até o fim de 2027. O benefício atual está limitado a RMB 30 mil e no último ano será reduzido em 50% (RMB 15 mil).

Os investimentos na infraestrutura de recarga é outro elemento central da estratégia chinesa para o setor. Até 2023, foram construídos 8,6 milhões de pontos de recarga no país. O governo trabalha com a meta de que, até o final da década, todos estacionamentos privados e públicos em cidades grandes e médias tenham equipamentos de recarga. Vigora, desde 2022, regulamento nacional que obriga que novos empreendimentos residenciais prevejam infraestrutura de carregamento de veículos elétricos. Também há ações para áreas rurais, porém com taxas menos agressivas.

Cooperação internacional

A China apresenta-se como um ator engajado em foros internacionais de energia. Diretriz da NEA/NDRC de março deste ano orienta as autoridades chinesas a promover uma "promoção pragmática da cooperação internacional no domínio da energia". Entre as prioridades, está o reforço da parceria com a União Europeia em temas como energia eólica, energia inteligente [smart energy] e tecnologias de armazenamento. Outros objetivos são a criação de centros de cooperação em energia limpa com a ASEAN, Arábia Saudita e Emirados Árabes Unidos. A diretriz indica que a China tenciona ampliar sua participação em mecanismos multilaterais, no âmbito das Nações Unidas, G20, APEC, AIE, IRENA, Organização de Cooperação de Xangai, BRICS e "International Framework for

Nuclear Energy Cooperation" (IFNEC). A Conferência Ministerial sobre Transição Energética do G20 e a Conferência Ministerial da AIE foram singularizados no documento da NEA/NDRC.

Colômbia

A. CONTEXTO GERAL

De acordo com o "Balanço Energético Consolidado 2022", documento publicado, no ano passado, pela Unidade de Planejamento Mineiro e Energético da Colômbia (UPME), a Colômbia é "autossuficiente" em energia, o que possibilita a geração de excedentes de recursos energéticos para serem exportados a outros países. O relatório indica que a Colômbia produziu 4,29 milhões de terajoules (TJ) de energia, dos quais 2,24 milhões de TJ foram destinados ao mercado interno e 2,33 milhões de TJ foram exportados, ao passo que as importações somaram 773 TJ. As principais fontes de geração de energia primária foram: i) petróleo (39%); iii) carvão (35%); ii) gás natural (14%); iv) hidráulica (7%); v) biocombustíveis (5%); vi) outras fontes renováveis não convencionais, como eólica e solar (0,22%).

Da oferta final de energia em 2022, o país utilizou 67% em processos de transformação, 21% foram dedicados ao consumo final e 2% foram consumidos pelas próprias indústrias energéticas, enquanto as perdas de energia do sistema colombiano foram estimadas em cerca de 10%. Em relação à energia destinada ao consumo final, 46% foram destinados à indústria, construção e atividades extractivas diferentes à produção de combustíveis; 47% para outros setores (comercial, residencial, público e agrícola); 4% para os transportes; e 3% para "usos não energéticos" (utilização de recursos energéticos para refinaria e produtos siderúrgicos, entre outros).

Do ponto de vista da geração de eletricidade, a matriz colombiana depende principalmente de fontes hídricas (67%), seguidas de termelétricas movidas a combustíveis fósseis (31%) e, por fim, as fontes não convencionais de energia renovável - FNCER (2%). A elevada dependência dos recursos hídricos provoca vulnerabilidades no sistema de abastecimento energético e dá margem a situações críticas vinculadas aos efeitos negativos dos fenômenos de variabilidade climática (como o "El Niño"), em razão de seus impactos sobre a ocorrência de chuvas e o abastecimento dos reservatórios. Em casos de estresse do sistema elétrico em decorrência da escassez de recursos hídricos, como observado atualmente, aumenta a participação das térmicas para atender a demanda energética, a despeito de ser uma opção mais cara e poluente.

Em 2023, a capacidade instalada de geração de energia elétrica na Colômbia atingiu 19.904 MW e a demanda acumulada de energia elétrica foi de 80 mil GWh, o que representou crescimento de 4,5% na demanda em relação ao ano anterior. Projeta-se que, até 2035, a demanda de energia elétrica alcançará os 120 mil GWh, com crescimento médio anual de 3%.

A capacidade instalada das FNCER, em particular, passou de 30 MW, em 2018, para 297 MW em 2023, dos quais 277 MW correspondem à geração solar (1,55% do total nacional) e 20 MW à geração eólica (0,1% do total nacional). Se forem incluídos no cálculo pequenos projetos de autogeração, que não estão incluídos no "Sistema

"Interconectado Nacional", a capacidade instalada das FNCER chega a 946 MW, segundo a Unidade de Planejamento Mineiro e Energético (UPME). A ampliação da participação das FNCER na matriz elétrica colombiana, embora incipiente, é explicada, em grande parte, pela implementação, a partir de 2019, de um mecanismo estatal de leilões de longo prazo, que proporcionou segurança jurídica e financeira ao desenvolvimento desses projetos (conforme seção C "infra").

O setor dos transportes consome 40% da energia do país, principalmente a partir de combustíveis fósseis (96% do total consumido). Segundo dados do Cadastro Único Nacional de Trânsito (RUNT) e estimativas da Associação Nacional de Mobilidade Sustentável (ANDEMOS), a frota do país aproxima-se de 18 milhões de veículos, dos quais 7 milhões são automóveis e 11 milhões são motocicletas. Estima-se que, na Colômbia, desse universo total, 16 milhões de veículos possuem motores a gasolina, 1,7 milhão possuem motores a diesel, 200 mil veículos operam com gás natural veicular, e 50 mil são híbridos (gás-diesel ou gás-gasolina). No entanto, tem-se registrado crescimento na participação dos veículos elétricos e híbridos (gasolina-elétricos), que somam mais de 35 mil veículos emplacados, dos quais cerca de 27 mil são híbridos e os demais, apenas elétricos.

Em 2023, a Colômbia produziu aproximadamente 285 milhões de barris de petróleo (cerca de 777 mil barris/dia) e possui duas refinarias, uma em Cartagena e outra em Barrancabermeja, que juntas têm uma capacidade de refino de petróleo de aproximadamente 450 mil barris/dia. Uma vez que produz maioritariamente óleos pesados e devido à insuficiente capacidade instalada de refino de hidrocarbonetos na Colômbia, o país importa óleos leves de petróleo e produtos refinados, como gasolina. Do total produzido em 2023, a Colômbia exportou 32,4 milhões de toneladas de petróleo bruto (cerca de 80%) e importou 6,04 milhões de toneladas de gasolina e 1,81 milhão de toneladas de petróleo bruto. No que tange ao gás natural, a produção média em 2023, foi de 1,55 bilhões de pés cúbicos/dia, ao passo que as importações atingiram 8,64 bilhões de pés cúbicos e não se registraram exportações.

Segundo o Fórum Econômico Mundial, entre 2020 e 2023, a Colômbia caiu catorze posições no "Índice de Transição Energética", o que faz do país atualmente o 39º colocado entre os 120 países cobertos pela medição. Na América Latina, a Colômbia está em 6º lugar, atrás de Brasil, Uruguai, Costa Rica, Chile e Paraguai. Apesar dessa classificação, a Colômbia mantém posição relevante nos diferentes cenários de discussão internacional sobre transição energética. O país foi um dos sete líderes do Diálogo de Alto Nível sobre Energia, realizado na 76ª sessão da Assembleia Geral da ONU (2021), juntamente com Brasil, Alemanha, Dinamarca, Espanha, Índia e Reino Unido. Também cumpriu mandato recente como membro do Conselho da Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA).

B. RECURSOS DISPONÍVEIS

A Colômbia é o sexto país do mundo com maior volume de recursos hídricos renováveis, tendo a disposição 2.360 km³ de água/ano, o que é superado apenas por países com

maiores territórios, como Brasil, Estados Unidos, Canadá, Rússia e China. Devido à sua posição geográfica, tem uma exposição solar de até 12 horas por dia durante todo o ano e conta com condições muito favoráveis para a produção eólica, com especial notoriedade para a zona norte do país, o que resulta em grande potencial colombiano para a produção de energia a partir de recursos renováveis. Em certas áreas do território nacional, como o Departamento de La Guajira, segundo o Instituto de Hidrologia, Meteorologia e Estudos Ambientais (IDEAM), a velocidade do vento é o dobro da média mundial, chegando a 9 m/seg à altura de 80 metros, enquanto a radiação solar é 60% superior à média mundial.

No "Leilão de Energia Firme 2027 - 2028", realizado pelo Ministério de Minas e Energia colombiano entre janeiro e fevereiro do ano corrente, foram outorgadas concessões a projetos que deverão aumentar a capacidade instalada no país para 26.184 MW até 2027, isto é, um aumento de 31,55% na capacidade instalada nos próximos três anos. Do montante total da capacidade instalada prevista para 2027, 13.206 MW (50%) caberão a projetos hidrelétricos; 6.282 MW (24%) a projetos termelétricos; 6.696 MW (26%) a projetos de energia solar ou eólica. Num horizonte mais distante, o governo projeta aumentar a capacidade total instalada do sistema energético colombiano para 43 mil MW até 2032, segundo dados da UPME, com incremento da participação das FNCER, que chegariam a 48% da capacidade instalada.

Com relação ao setor de hidrocarbonetos, estima-se que as reservas provadas de petróleo e gás na Colômbia totalizem 2,1 bilhões de barris equivalentes, o que seria suficiente para abastecer o consumo interno durante um horizonte de aproximadamente 7,5 anos, considerando o consumo atual. A produção anual de petróleo diminuiu de 367 milhões de barris/ano, em 2015, para 285 milhões de barris/ano, em 2023. Os recentes resultados demostram declínio da atividade de exploração de hidrocarbonetos, a despeito do cenário de alta dos preços internacionais, o que, segundo analistas, reflete a posição contrária da administração Petro ao contínuo aumento da produção desses recursos no país.

A Colômbia possui produção doméstica de biodiesel e biogás (a partir de biomassa) e de etanol (a partir de cana de açúcar). No caso do biodiesel, a capacidade instalada ultrapassa 930 mil toneladas/ano de biocombustível produzido a partir do óleo de palma, o que é suficiente para atender à mistura obrigatória de 10% (B10) no diesel comercializado domesticamente. No caso do etanol, a capacidade instalada está em torno de 650 milhões de litros/ano. A produção, entretanto, varia, a depender dos preços internacionais do açúcar. Em razão da baixa previsibilidade quanto à produção doméstica de etanol e de medidas protecionistas contra o etanol importado, o governo tem tido dificuldades de cumprir com a mistura obrigatória na gasolina, atualmente de 10% (E10) para a maioria do país, com exceção das zonas fronteiriças com o Equador (nas quais varia entre 0% e 10%).

A produção de biogás na Colômbia ainda é incipiente. No país, há apenas uma central de produção de biogás a partir de resíduos sólidos urbanos, mas estima-se que, somando todo o potencial de seu setor agrícola e pecuário, o país poderia produzir até

60 mil m³/hora de biogás. Segundo a UPME, esse potencial significaria uma geração de energia da ordem de 10.447 TJ/ano, o que equivale a 8% da energia fornecida atualmente pelo gás natural. Algumas indústrias já avançaram na produção de biogás, o qual vem sendo utilizado, principalmente, para o seu autoabastecimento energético. É o caso da indústria de óleo de palma, que gerou 60 MW a partir do biogás em 2023, e das indústrias suína e avícola, que produzem 576 MW/mês por meio da captura de metano oriunda da reciclagem de seus efluentes.

A Colômbia possui 28 projetos de produção de hidrogênio, dos quais cerca de uma dezena está na fase de "projeto-piloto" e/ou prova de factibilidade e os demais ainda estão na fase de planejamento. Espera-se que o país consiga desenvolver capacidade para produzir entre 1 e 3 GW a partir de hidrogênio. Espera-se que a produção de hidrogênio se torne rentável no país, dada a diminuição progressiva dos custos associados à tecnologia de produção e armazenagem. Segundo a IRENA, o custo de produção do hidrogênio na Colômbia poderia cair, em 2050, para 0,7 dólares/kg, contra o valor atual de 1,7 dólar/kg. Especialistas locais e autoridades governamentais afirmam que o hidrogênio verde, obtido a partir de fontes renováveis através do processo de eletrólise, e o hidrogênio azul, gerado a partir de combustíveis fósseis (principalmente carvão e gás natural, por meio da captura de carbono), deverão desempenhar um papel significativo na transformação da matriz energética colombiana.

O governo colombiano definiu, em 2023, a lista de 17 categorias de minerais estratégicos que estão presentes no país, entre os quais se destacam: cobre, níquel, zinco, ferro, manganês, carvão, magnésio, ouro, alumínio, areias silicicas, cromo, muitos dos quais são necessários para a produção de baterias e outros equipamentos fotovoltaicos. O lítio, cujas reservas provadas na Colômbia são modestas, não foi incluído na lista. A atual produção mineira no país limita-se a 312 minerais, com destaque para os materiais de construção (57%), seguidos de carvão (17%), metais preciosos (11%), calcários (5%), minerais industriais (4%), pedras preciosas (4%) e metais diversos (2%). Segundo dados da Agência Nacional de Mineração (ANM), apenas 5% da área do território nacional viável para a produção mineira estão habilitados para o exercício de atividade mineira, e, em apenas 1,1%, há exploração atualmente. A ANM estima que, nas próximas duas décadas, a Colômbia quadruplicará a oferta de minerais destinados a tecnologias de energia limpa.

C. POLÍTICAS NACIONAIS

Nos últimos 15 anos, a Colômbia desenvolveu um quadro regulamentar robusto para apoiar a expansão e a diversificação do sistema energético nacional e a implementação das energias limpas. Destaco a seguir algumas das principais medidas adotadas:

a)"Cargo por Confiabilidad": mecanismo que permite, por meio da realização de leilões, atribuir "Obrigações de Energia Firme" (OEF) aos projetos de geração (novos e em andamento), de forma a remunerar a disponibilidade das usinas de garantir a geração em momentos de condições hidrológicas críticas. O modelo permite que os licitantes

tenham uma renda estável, viabilizando a sua operação financeira, o que fortalece a capacidade de resposta para superar os períodos de escassez hídrica.

b) Incentivos tributários e aduaneiros para a geração de energia solar e eólica: o governo autorizou diversos incentivos para projetos de energia renovável, como i) a dedução do imposto de renda, por 15 anos, em valor igual a 50% do investimento em equipamentos de geração de energias renováveis não convencionais e em aumento da eficiência energética; ii) a isenção automática na cobrança de IVA sobre a aquisição de bens e serviços para a produção de energia limpa (painéis solares, inversores e controladores de carga, serviços técnicos, consultorias, auditorias, etc.); e iii) a depreciação contábil acelerada, que permite reduzir, anualmente, em até 20%, o valor dos ativos relacionados com energias limpas.

c) Integração das energias renováveis na produção de petróleo e gás e de energia elétrica: tendo participação relevante entre os controladores das grandes empresas de hidrocarbonetos e de eletricidade do país, o governo nacional tem impulsionado a adoção de planos de investimentos em energias renováveis (solar, eólica, hidrogênio, etc) e promovido a incorporação de critérios ESG ("Environmental, Social and Governance") em sua operação.

d) Incentivos à mobilidade sustentável: concessão de apoio à introdução massiva de veículos de baixa ou nenhuma emissão, com a redução dos impostos de importação para quotas anuais de veículos elétricos e híbridos de qualquer origem (isenção tarifária para veículos elétricos; tarifa reduzida de 5% para híbridos). Atualmente, o benefício tarifário abrange a importação de 3 mil unidades/ano até 2027. Em complemento, em 2020, autorizou-se o desenvolvimento de programas voluntários especiais de misturas de biocombustíveis em volume superior às obrigatorias.

e) "Lei de Mobilidade Elétrica" (Lei nº 1964/2019): a Colômbia reorientou seus esforços, no âmbito da política automotiva, para a promoção da mobilidade elétrica, tendo aplicado reduções nos impostos de circulação (equivalente ao IPVA brasileiro) e concedido diversos outros incentivos aos veículos elétricos ou híbridos. Além disso, na maioria das grandes cidades, diferentemente do que ocorre para os veículos de combustão ("pico y placa"), não há limitações à circulação diária de veículos elétricos e híbridos.

f) Programa de leilões periódicos de projetos de grande escala de energia renovável não convencional e de armazenamento de energia: em 2019, a Colômbia realizou o primeiro leilão de energia renovável de "duas pontas" no mundo ("double-sided auction"), o que significa que tanto geradores quanto compradores puderam ofertar preços e quantidades, tendo como resultado a redução dos preços dos contratos de energia em até 35%. Além disso, a Colômbia realizou o primeiro leilão na América Latina em matéria de armazenamento de energia em baterias de grande escala.

g) Publicação de uma estratégia nacional para o hidrogênio: o documento "Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia", de 2021, delineou o roteiro de longo prazo (30 anos) para

a produção de hidrogênio verde e azul para diferentes aplicações e com vocação exportadora.

h) Incentivos à exploração de minerais estratégicos: a classificação de um mineral como "estratégico" implica que o governo confere prioridade nos estudos geocientíficos e terá o poder de reservar e delimitar áreas especiais com elevado potencial mineiro, com o objetivo de outorgá-las a terceiros, por meio de processos de seleção objetivos ou esquemas de formalização associativa. i) Incorporação do conceito de "Transição Energética Justa e Sustentável" no Plano de Desenvolvimento Nacional 2022-2026: o atual governo estabeleceu, como objetivo fundamental, avançar na transição energética, com critérios de justiça social e sustentabilidade, por meio de cinco eixos fundamentais:

i) Maiores investimentos em energia limpa e descarbonização; ii) Substituição progressiva da demanda por combustíveis fósseis; iii) Maior eficiência energética; iv) Revisão e eventual flexibilização da regulamentação para acelerar a geração de energia limpa; e v) Reindustrialização da economia colombiana.

j) Facilitação de processos de licenciamento ambiental e consultas às comunidades: um dos principais obstáculos para o desenvolvimento massivo das energias limpas tem sido os processos de natureza ambiental e social. Embora o governo tenha feito esforços para facilitar esses processos, persistem atrasos significativos no que diz respeito à outorga de licenças ambientais e à realização de consultas às comunidades locais. Ressalte-se que a grande maioria dos projetos relativos a FNCER estão localizados em áreas periféricas que exigem a criação de linhas de transmissão que perpassem reservas florestais ou territórios indígenas para chegar aos grandes centros de consumo de energia no país.

D. PARCERIAS INTERNACIONAIS

A Colômbia tem implementado uma agenda dinâmica de contatos e projetos com parceiros internacionais para promover o desenvolvimento de energias limpas. Cito, a seguir, as principais parcerias internacionais nessa área:

a) Formação do Grupo de Cooperantes Internacionais na Colômbia (GRUC) e do Subgrupo de Transição Energética: no âmbito do GRUC, mecanismo conformado pelos responsáveis pela cooperação internacional de diferentes países desenvolvidos e a UE, foi criado um subgrupo específico para transição energética. O subgrupo, copresidido pelas embaixadas da Dinamarca e da Alemanha e cuja secretaria técnica é exercida pelo BID, é composto por representações diplomáticas e agências de cooperação de 13 países na Colômbia, além do Banco Mundial, da ONU e da União Europeia. O objetivo do subgrupo é reforçar e melhor articular a cooperação internacional no setor energético, dando especial ênfase à transição energética justa, à expansão da geração e do uso de energias renováveis, à eficiência energética, ao hidrogênio verde e ao planeamento do sistema energético colombiano.

b) Participação na Aliança "Beyond Oil and Gas" (BOGA): em agosto de 2023, a Colômbia oficializou sua decisão de participar como país amigo no grupo de países líderes no

cumprimento do "Acordo de Paris" e no desenvolvimento de energias renováveis não convencionais. A BOGA é uma aliança de atores internacionais que trabalha para avançar na transição energética através de fontes renováveis e na redução gradual da dependência de hidrocarbonetos.

c)Aliança Climática Bilateral Colômbia-Alemanha: em junho de 2023, os governos da Colômbia e da Alemanha assinaram um acordo que visa a intensificar a cooperação com a Colômbia no âmbito da mudança climática e da transição energética e mobilizar fundos adicionais para esses objetivos. A Colômbia foi o segundo país (depois do Peru) a assinar um acordo nesses moldes com o governo alemão.

d)Criação do Comitê Diretivo do Grupo de Alto Nível de Hidrogênio Verde Colômbia-Alemanha: em março de 2024, os governos da Alemanha e da Colômbia anunciaram a criação de um comitê bilateral focado na cooperação com os setores industrial e energético, particularmente na produção de hidrogênio na Colômbia.

e)Licença concedida a empresa canadense para geração geotérmica: em janeiro de 2024, a Colômbia concedeu à empresa canadense "Parex Resources" uma licença para a produção de energia elétrica geotérmica, que será válida até 2041. O licenciamento foi feito no âmbito de esforço do governo colombiano para procurar interessados na exploração desse tipo de energia, na qual o Canadá é pioneiro e detém expertise.

f)Aliança de Cooperação Bilateral entre o Reino Unido e a Colômbia sobre Crescimento Sustentável: no âmbito da COP27 (Egito, 2022), os governos da Colômbia e do Reino Unido renovaram uma aliança existente desde 2019, que inclui mais de 15 projetos em temas como eficiência energética, mobilidade sustentável, política climática, finanças verdes e preservação da Amazônia. A aliança visa a desenvolver programas de grande relevância como os chamados "Territórios Florestais Sustentáveis (TEFOS)", por meio de recursos da ordem de mais de 70 milhões de libras provenientes do fundo "UK Partnering for Accelerated Climate Transitions" (UKPACT).

g)Adesão à "Global Offshore Wind Alliance" (GOWA): em 2022, a Colômbia aderiu oficialmente à GOWA, que inclui países como Alemanha, Bélgica, Irlanda, Japão, Países Baixos, Noruega, Reino Unido e Estados Unidos, e comprometeu-se a promover o desenvolvimento acelerado da energia eólica "offshore" para enfrentar a crise de segurança energética e o aquecimento global.

h)Aliança Estratégica do Banco Mundial para a Colômbia 2024-2027: o BM renovou, em fevereiro de 2024, a sua aliança estratégica com a Colômbia. A aliança renovada incorpora o tratamento de desafios emergentes relacionados à mudança do clima e visa a apoiar os esforços colombianos destinados a proteger os ativos naturais do país, como a floresta amazônica. Da mesma forma, centra-se na promoção do desenvolvimento de infraestruturas resilientes à mudança do clima, projetos de energias renováveis e mecanismos de financiamento que ajudem a Colômbia a alcançar os seus objetivos de transição energética.

i)"Construction of a Regional Hydrogen Origin Certification Scheme": o Ministério de Minas e Energia da Colômbia lidera uma iniciativa que busca desenvolver um esquema regional de certificação de hidrogênio para a América Latina, com o objetivo de demonstrar a conformidade com padrões internacionais e a sustentabilidade da produção regional, o que permitiria promover as exportações desse recurso para diferentes destinos, como a União Europeia.

j)Cooperação entre Colômbia e França: em 2018, os governos de França e da Colômbia assinaram um acordo de cooperação sobre temas como a proteção da biodiversidade, a mitigação da mudança do clima, o combate à deflorestação e a melhoria da qualidade do ar. O acordo procura contribuir para o cumprimento dos compromissos assinados no Acordo de Paris, por meio de apoio financeiro fornecido à Colômbia pela Agência Francesa para o Desenvolvimento (AFD). Uma das principais áreas de cooperação centra-se na promoção de energias renováveis e da mobilidade sustentável.

k)Programa "100K Strong CLIMA": a Embaixada dos Estados Unidos, em associação com o Grupo Energia de Bogotá, promove a formação de capital humano local em temas como transição energética e combate à mudança do clima. No âmbito desse programa, são oferecidas bolsas de estudo nos Estados Unidos para professores e estudantes universitários colombianos.

E.POSSIBILIDADES DE PARCERIAS COM O BRASIL

Por ocasião da reunião entre os presidentes Lula e Petro, em Bogotá no último dia 17 de maio, conforme a declaração conjunta adotada na ocasião, ambos os mandatários reconheceram a importância de promover a transição energética e se comprometeram "a unir esforços para fortalecer a interconexão elétrica e energética a nível regional e continental, aproveitando-se a complementariedade dos recursos energéticos de ambas as nações e as capacidades de que ambos os países já dispõem". Ainda conforme a declaração conjunta, "os presidentes reafirmaram a importância de cooperar conjuntamente e de aumentar a produção e a utilização de energias renováveis, incluindo a bioenergia, a fim de contribuir para a segurança energética e acelerar as suas transições energéticas de forma sustentável, justa, equitativa e inclusiva".

Em seu discurso no Fórum Empresarial Brasil-Colômbia, o presidente Lula afirmou que, "no compromisso de caminhar rumo à descarbonização, vamos ampliar os investimentos em energias limpas". Recorde-se que o setor energético concentra, atualmente, a maior parte dos investimentos bilaterais, em especial em razão da significativa participação de empresas colombianas e brasileiras nos segmentos de geração e transmissão de energia elétrica nos dois países.

O sr. PR recordou, ainda, a alta participação de fontes renováveis na energia elétrica consumida no Brasil, as tecnologias eficientes desenvolvidas pelo País na produção de biocombustíveis e motores "flex" à base de etanol e a alta competitividade colombiana na produção de cana de açúcar e de biodiesel a partir do óleo de palma. A despeito dos temores colombianos quanto a alegados efeitos negativos do incremento das importações de etanol sobre a produção local, que redunda na manutenção de barreiras

comerciais ao acesso ao produto brasileiro, a Colômbia já manifestou interesse em receber cooperação do Brasil na matéria.

Igualmente durante a visita bilateral, os mandatários concordaram com a existência do grande potencial do estabelecimento de parceria bilateral em matéria de produção de hidrogênio de baixo carbono, tendo, conforme a declaração conjunta, solicitado "à Petrobras e à Ecopetrol explorar possibilidades para o desenvolvimento conjunto ou complementar de projetos de geração de hidrogênio verde". Recorde-se que o Brasil foi convidado a participar na iniciativa de Certificação Regional de Hidrogênio, promovida pela Colômbia.

Coreia do Sul

A matriz energética da Coreia do Sul é concentrada em combustíveis fósseis e fontes não renováveis de energia: petróleo (36%), carvão (25,8%), gás natural (18,5%), nuclear (16%) e renováveis (3,7%). O país dispõe de recursos naturais limitados, tendo que importar a quase totalidade de sua energia (94,8%). Nesse quadro, o governo sul-coreano tem buscado promover a aceleração da transição energética, de modo a reduzir os custos de produção da economia e cumprir as obrigações assumidas no âmbito do Acordo de Paris. As metas de descarbonização da Coreia do Sul são bastante ambiciosas e dependem, sobretudo, da energia nuclear e do aumento acelerado do uso de energias renováveis, em especial hidrogênio verde, solar e eólica, e de novas tecnologias.

O governo atual, inaugurado em maio de 2022, optou pela revitalização do setor de energia nuclear como parte central de sua estratégia de transição para uma economia de baixo carbono. O aumento da participação nuclear na composição da matriz, especialmente na rede elétrica, é entendida como única solução viável no curto-médio prazo, dadas as características da estrutura produtiva da Coreia e sua dependência quase total de fontes externas de energia. Além disso, o país tem como objetivo expandir exponencialmente suas exportações ligadas ao setor, já tendo firmado acordos recentes com Emirados Árabes, Romênia e Polônia, que envolvem principalmente a construção de usinas nucleares, venda de pequenos reatores modulares e serviços relacionados.

Além da energia nuclear, a Coreia do Sul entende o hidrogênio verde como maior fonte potencial para viabilizar sua transição energética. Em novembro de 2022, o governo anunciou ambicioso plano nacional para desenvolver a economia do hidrogênio no país, com vistas a estabelecer uma cadeia de suprimento de hidrogênio limpo e elevar a indústria coreana no setor à liderança mundial. São três diretrizes fundamentais: (i) "scale-up", para incentivar o uso do hidrogênio na geração e no transporte de energia em grande escala, além de expandir a mobilidade com emprego de veículos de grande porte, como ônibus e caminhões movidos a hidrogênio; (ii) "build-up", para desenvolver infraestrutura de distribuição no país, de modo a estimular o uso do hidrogênio limpo, como a construção da maior usina de hidrogênio liquefeito do mundo, criação de sistemas de tubulação e expansão das estações de reabastecimento; e (iii) "level-up", para transformar a indústria coreana de hidrogênio na primeira do mundo, com investimentos em áreas estratégicas como eletrólise da água, construção de navios-tanque para transporte de hidrogênio e desenvolvimento de turbina movida a hidrogênio.

No plano bilateral, pode haver interesse dos lados coreano e brasileiro em cooperar em hidrogênio verde. A distância é impeditiva para a importação de hidrogênio produzido no Brasil como insumo energético. O projeto coreano fala em suprimento de amônia verde proveniente do Sudeste Asiático. Não obstante, pode-se buscar outras formas de cooperação, lembrando que a Coreia tem plano ambicioso de obter a liderança mundial na indústria de hidrogênio verde e o domínio de tecnologias no segmento, e que grandes

conglomerados já têm projetos-piloto na área. Uma possibilidade seria o fornecimento de equipamento de eletrólise e cooperação tecnológica. Nos últimos anos, a Coreia do Sul tem fomentado o uso do hidrogênio no setor de transportes, inclusive em veículos maiores, como ônibus e caminhões. Recordo o anúncio de investimentos da Hyundai de USD 1,1 bilhão para tecnologia e fabricação de veículos híbridos, elétricos e verdes no Brasil.

No que se refere a outras fontes alternativas, como energia solar, eólica e tecnologias emergentes, o Ministério do Comércio, Indústria e Energia (MoTIE) lançou programa para promover indústrias "desenvolvedoras" de tecnologias de combate e adaptação às mudanças climáticas. O projeto prevê investimentos públicos e privados de USD 112 bilhões até 2030, com objetivo de criar 100 mil empregos, fomentar dez startups "unicórnio" e gerar USD 80 bilhões em exportações no setor de "tecnologia climática" até o fim da década. A produção de energia solar encontra-se em expansão no país, passando a ter importância crescente no fornecimento de energia elétrica. Em contraste, a energia eólica apresenta custo de produção entre os mais altos do mundo por quilowatt-hora, apesar dos investimentos nessa alternativa.

O segmento de captura, utilização e depósito de carbono (CCUS, na sigla em inglês) é incipiente na Coreia, embora desperte grande interesse por parcerias internacionais (o PR Yoon discutiu o tema com a PM norueguesa em julho passado, por exemplo). Nos últimos meses, o foco coreano em CCUS encontra-se em projetos que exploram a possibilidade de depositar carbono capturado da atmosfera em estruturas instaladas no fundo marinho. Importantes conglomerados sul-coreanos, como Samsung e Sk Hynix, já demonstram interesse em investir em CCUS.

Na área de biocombustíveis, a empresa coreana GS Engineering & Construction (GS E&C) e a finlandesa St1 assinaram acordo para desenvolver, na Tailândia, "bioetanol de próxima geração" feito a partir de resíduos de mandioca, a exemplo do que se faz no Brasil com bagaço da cana-de-açúcar. Segundo a empresa coreana, caso o projeto seja bem-sucedido, será a primeira experiência de fabricação de etanol combustível a partir desse subproduto.

No setor agrícola, a Coreia tem incentivado a adoção de tecnologias inteligentes no meio rural por parcerias entre empresas e agricultores, com ênfase em automação e sustentabilidade, promovendo a capacitação dos produtores. Até 2027, estão previstos investimentos de 386,7 bilhões de won (aproximadamente USD 300 milhões) em P&D em tecnologias aplicadas a estufas e celeiros.

Dinamarca

Hidrogênio de Baixa Emissão, Combustíveis e Fertilizantes Verdes

A política dinamarquesa de estímulo à indústria "Power-to-X" (PtX), relativa à produção de hidrogênio eletrolítico e seus derivados, fez clara opção pelo hidrogênio verde, em que a eletricidade para gerar hidrogênio vem estritamente de fontes renováveis. A política foi publicada em dezembro de 2021 (https://ens.dk/sites/ens.dk/files/ptx/strategy_ptx.pdf, em inglês), com os seguintes objetivos: contribuir para a redução de emissão de CO₂, conforme as metas já legisladas no país (Lei do Clima de 2020); estabelecer marco regulatório que maximize as vantagens comparativas da Dinamarca e de sua indústria PtX para operar de modo competitivo no longo prazo; aprimorar a interação entre o sistema de energia no país e a indústria PtX; e fomentar a capacidade de exportação de produtos e tecnologias no novo setor.

A indústria PtX abrange, além do hidrogênio eletrolítico, a produção de derivados a partir da combinação do hidrogênio com nitrogênio para produzir amônia e com gás carbônico para produzir combustíveis líquidos, tais como metanol e querosene. Por meio desses derivados, a Dinamarca tenciona avançar na produção de fertilizantes verdes e combustíveis verdes para transporte pesado (caminhões, navios e aviões). No caso da combinação com gás carbônico, optou-se pela fonte biogênica, sobretudo de resíduos residenciais (plantas de saneamento), industriais e da agropecuária.

À fim de implementar a estratégia nacional PtX, o governo dinamarquês alocou, em março de 2022, orçamento de USD 178 milhões para apoio a projetos no setor, a serem aplicados em leilões, em período de 10 anos. A Agência de Energia do país lidera uma força-tarefa para a implantação da cadeia de hidrogênio verde.

A Dinamarca é pioneira na tecnologia eólica offshore e a política dinamarquesa para o hidrogênio busca aproveitar os futuros excedentes de energia advindos sobretudo de parques offshore. Conforme as turbinas em alto mar se tornam cada vez maiores e mais eficientes, aumentam sua capacidade e estabilidade de geração e os parques offshore passam a gerar excedentes de energia que se perdem, caso não haja mecanismo de estocagem de energia. O hidrogênio verde é entendido, nesse sentido, como uma solução para estocar excedente de energia renovável de modo químico.

A meta nacional de capacidade instalada para eletrólise é de 6 GW até 2030 e 17 GW até 2040, mas os anúncios de projetos em hidrogênio verde e derivados já excedem em 2,5 vezes essa meta. Ademais, o potencial para desenvolvimento de energia eólica offshore na Dinamarca ainda é substancial, com perspectiva de crescer dos atuais 2,3 GW para até 15 GW em 2040. Espera-se, então, que a demanda doméstica seja atendida rapidamente e o país tenha excedente de hidrogênio verde para exportar para o restante da Europa, especialmente a Alemanha.

Segundo a associação setorial Green Power Denmark, havia, até outubro de 2023, oito projetos de hidrogênio verde ou derivados, em escala comercial (capacidade superior a

1 MW), em construção no país. Os projetos comerciais de hidrogênio verde na Dinamarca consorciam empresas experientes no setor de energia com empreendedores inovadores e empresas que serão compradoras dos produtos (as "off-takers"). Como exemplo, a futura planta Høst, de 1 GW, no porto de Esbjerg, para produção de amônia verde e combustível verde para navegação marítima, constitui investimento do consórcio formado pelo fundo CIP (Copenhagen Infrastructure Partners, que possui investimentos em energia renovável no Brasil) e as "off-takers" Maersk (logística marítima), Arla (laticínios), Danish Crown (suinocultura) e DLG (trader de insumos agropecuários).

Em abril de 2023, a distribuidora estatal Evida finalizou a conexão de gasoduto teste para hidrogênio, de 0,5 km de extensão, no sítio de testes e parque industrial GreenLab Skive. Além do gasoduto teste, está em processo de instalação no GreenLab Skive o projeto GreenHyScale, que pretende demonstrar a viabilidade da produção de hidrogênio verde em escala, com financiamento parcial de 30 milhões de euros do programa europeu Horizon 2020. O primeiro módulo de 6 MW foi instalado em março de 2023 e espera-se que a planta entre em operação em setembro de 2024, em conexão por gasoduto para alimentar com hidrogênio a empresa consumidora Vestjyllands Andel. Já foi inaugurada, em novembro de 2023, usina de produção de e-metanol a partir de hidrogênio eletrolítico e CO₂ do biogás, em consórcio da distribuidora Andel (eletricidade e fibra ótica) com a empresa de biogás Nature Energy, com 3 MW de capacidade.

A partir da conjugação de estratégia nacional, incentivos à indústria e atores privados experientes, a Dinamarca tem sobressaído nas análises do mercado de hidrogênio verde na Europa. Segundo o Global Hydrogen Review 2023 da AIE, está entre os quatro países que responderão por mais de 50% da produção de hidrogênio eletrolítico na região.

A política para fomento da indústria PtX inclui o investimento continuado em pesquisa e inovação, com compromissos de recursos de fundos nacionais e europeus. Dentre os fundos nacionais, o "Energy Technology Development and Demonstration Program" (EUDP) tem alocado, anualmente, cerca de USD 72 milhões para desenvolvimento de novas tecnologias em energia, distribuídos para projetos em energia eólica, eficiência energética, "smart grids", biomassa e hidrogênio verde. Igualmente, o fundo estatal para exportação e investimentos EIFO dedica valores significativos para novas tecnologias no setor de energia, inclusive o hidrogênio verde. Em janeiro de 2024, o EIFO anunciou nova rodada de investimentos, no valor de USD 144,6 milhões, voltado para a indústria de componentes de tecnologia eólica, de eletrólise (PtX) e de materiais críticos para essa indústria.

A Fundação Nacional de Pesquisa da Dinamarca, por meio de seu Fundo de Apoio à Pesquisa Básica (Danmarks Grundforskningsfond), tem investido no estabelecimento de "centros pioneiros", em sinergia com setores produtivos considerados estratégicos. O centro pioneiro dedicado a materiais críticos para as tecnologias do hidrogênio eletrolítico e seus derivados CAPEX - Pioneer Center for Accelerating P2X Materials Discovery - receberá cerca de USD 43,6 milhões, para pesquisa em materiais e processos, especialmente catalisadores sustentáveis e tecnologias em escala. Prevê-se o

desenvolvimento de uma plataforma de aceleração de materiais, que combine simulação computadorizada, síntese robotizada e inteligência artificial, de modo acelerar em 5 a 10 vezes o tempo para o desenvolvimento de novos materiais.

Em estudo publicado, em novembro de 2022, pelo Instituto Tecnológico da Dinamarca, os 167 atores privados envolvidos na indústria PtX do país informaram ter expectativa de aumento de 28% no faturamento no setor, nos próximos três anos, além de crescimento anual de 39% na mão-de-obra especializada.

O país busca estabelecer planos de ação com países vizinhos, de modo a integrar regionalmente seus projetos PtX. A infraestrutura para distribuição e abastecimento é fundamental para a viabilidade do mercado de hidrogênio e derivados e, no caso da Dinamarca, a solução envolve estruturas regionais integradas a mercados vizinhos.

Em setembro de 2022, os chanceleres da Dinamarca e da Alemanha firmaram plano de ação bilateral para promover investimento e cooperação em energia eólica e hidrogênio verde. Acordaram compromisso para a construção de infraestrutura para o transporte de hidrogênio entre os dois países e para o desenvolvimento do comércio transfronteiriço do produto, além de cooperação em captura e fixação de carbono, inclusive por meio de tecnologia PtX, e de esforço bilateral para a descarbonização da indústria marítima.

Em maio de 2023, o governo definiu que as estatais Energinet (operadora da rede elétrica) e Evida (distribuidora de gás) serão proprietárias e operadoras dos futuros gasodutos para hidrogênio e, no segundo semestre de 2023, a Energinet e a operadora de gasodutos Gasunie, que opera na Alemanha, assinaram diversos documentos de compartilhamento de responsabilidades sobre o planejamento e coordenação das decisões de investimento sobre infraestrutura para transporte de hidrogênio verde, em formato de rede binacional de gasodutos, de cerca de 550 km.

Na área de distribuição, armazenagem e abastecimento, é digno de nota o projeto Greater4H, que recebeu recursos de USD 13 milhões de fundo europeu para estabelecer, até 2025, corredor de abastecimento de hidrogênio para transporte rodoviário de carga, em longos trajetos. O corredor incluirá Alemanha, Dinamarca, Suécia e Noruega, com 14 estações de abastecimento, 5 das quais na Dinamarca.

Tendo em vista que a Dinamarca se posiciona para ser exportadora regional de hidrogênio verde e derivados, o interesse no Brasil volta-se para os investimentos futuros no setor. Empresas e fundos dinamarqueses do setor de energia atuam no Brasil, possuem investimentos de longo prazo no País e acompanham a implementação da política nacional para o hidrogênio.

Identifica-se, no entanto, potencial interesse comprador da gigante dinamarquesa Maersk, relativamente ao desenvolvimento de cadeia produtora de combustível verde para navios. A Maersk é uma das maiores empresas do mundo no setor de transporte marítimo e logística integrada (15% do "market share" mundial, com frota de 720 navios e cerca de 100 mil funcionários, em 130 países). A empresa tem estratégia de expansão

no Brasil, com previsão de R\$ 4 bilhões de investimentos entre 2023 e 2025, e ganhou licitação para o novo terminal no Porto de Suape, em Pernambuco. O compromisso da empresa de atingir a neutralidade climática até 2040 determinou a encomenda de pelo menos 15 navios movidos a metanol verde, que precisarão ser abastecidos. A oferta mundial de metanol verde é incipiente e Maersk terá necessidade de hub de abastecimento no Atlântico Sul, o que constitui oportunidade para o Brasil.

A empresa patrocinou a criação do núcleo de pesquisa "Mærsk Mc-Kinney Møller Center for Zero Carbon Shipping", que investiga os desenvolvimentos e a viabilidade da aplicação de diversos tipos de combustível para navegação, entre os quais biometano e e-metano, e-metanol e biometanol, óleos vegetais (bio-oils), e-amônia e amônia azul.

Em novembro de 2023, a Petrobras e a empresa dinamarquesa European Energy (EE) firmaram protocolo de intenções para investigar oportunidade de investimento em planta de e-metanol no Brasil, justamente no porto de Suape, com o objetivo de atender demanda da Maersk, com a qual a EE já possui contrato de "offtaker" na Dinamarca.

Outra empresa dinamarquesa de relevo e com interesses no Brasil é a Topsoe, líder na produção mundial de eletrolisadores com tecnologia própria, fabricação de e-amônia e equipamentos para reduzir emissões e melhorias eficiência energética. Estão presentes no Brasil comercialmente e iniciaram conversas com a Petrobras.

Há, ainda, possibilidades de cooperação científica e acadêmica com os vários centros de pesquisa e inovação no tema do hidrogênio e suas aplicações econômicas. Destaca-se, particularmente, a Universidade Técnica da Dinamarca (DTU), uma das melhores universidades de engenharias no mundo, cujas unidades DTU Energy e DTU Physics têm equipes de pesquisa dedicadas ao setor.

Energia eólica "onshore" e "offshore"

A experiência com a energia eólica na Dinamarca foi deflagrada a partir da crise do petróleo de 1973. O primeiro parque eólico offshore no mundo foi construído em águas dinamarquesas, em 1991. A antiga estatal do setor do petróleo e gás DONG (Danish Oil and Gas) realizou sua transição para energias renováveis, desinvestiu no setor do petróleo, mudou de nome, em 2017, para Ørsted e é, atualmente, a maior desenvolvedora de parques eólicos offshore no mundo.

A Dinamarca investiu recursos públicos vultosos no desenvolvimento da indústria de energia eólica e logrou fomentar mercado que atualmente se sustenta em bases competitivas. A primeira turbina eólica onshore da empresa dinamarquesa Vestas data de 1979, com capacidade de geração de 30 kilowatts (KW); a primeira turbina offshore da empresa, em 1990, podia produzir até 500 KW. Atualmente, suas turbinas onshore podem produzir até 5,6 megawatts (MW), 186 vezes a capacidade das turbinas de 1970, ao passo que as turbinas offshore atingem 15 MW, 30 vezes o potencial das primeiras turbinas offshore. Atualmente, cerca de 53% da eletricidade gerada no país vem de fontes eólicas.

Além do forte desenvolvimento tecnológico, a maturidade da indústria eólica no país implica evolução na regulação do mercado e permite que o Estado possa arrecadar com as concessões de área. Como exemplo, o parque eólico offshore de Anholt, inaugurado em 2013, custou ao Estado dinamarquês cerca de USD 1,65 bilhão; já o parque de Thor, leiloado em novembro de 2021, tem previsão de arrecadação para o Estado de USD 427 milhões.

A política de segurança energética da Dinamarca reconhece a necessidade de interdependência regional. Nesse sentido, a rede de transmissão nacional está integrada à Noruega, Suécia, Alemanha e Países Baixos e o país pode comprar e vender eletricidade a qualquer momento e de várias fontes e países, a depender do preço no mercado. Em 2021, a Dinamarca importou 7,9 TWh de fonte hidrelétrica da Noruega e exportou 8,2 TWh para a Alemanha, como exemplo. Além disso, os novos parques eólicos offshore já são construídos com interconectores para a ligação com países vizinhos. E há, ainda, o Viking Link, o mais longo cabo submarino paratransmissão elétrica no mundo, com 765 km de extensão entre a Dinamarca e o Reino Unido, inaugurado em 2023.

O setor eólico offshore ainda passa por momento tecnológico disruptivo, com inovações em tecnologia e materiais. Sobressaem, na Dinamarca, as pesquisas sobre turbinas eólicas flutuantes, minerais críticos e a possibilidade de uso de impressora 3D para os fundamentos dos pilares das turbinas em alto mar, a fim de reduzir custos de transporte e as emissões de gases do efeito estufa na cadeia de valor.

A Embaixada do Brasil em Copenhague tem promovido e organizado missões estaduais e do setor privado, a fim de fomentar oportunidades de cooperação. Fruto da missão do Estado do Ceará, em 2021, a entidade de fomento local "Energy Cluster Denmark", com apoio da Agência de Energia da Dinamarca, executou o projeto "Innowind Brazil & Denmark 2022" com a Secretaria de Comércio, Serviço e Inovação daquele Estado, cujo relatório está disponível em https://www.energycluster.dk/wp-content/uploads/2023/01/INWBD_Supply-Chain-and-Port-Infrastructure-for-Bottom-Fixed-Offshore-Wind-In-Ceara-Brazil_VerFinal-Oct22.pdf. O relatório considerou que o projeto criou a base para colaborações promissoras com potencial de longo prazo de mais de USD 71,5 milhões.

Em novembro de 2021, por ocasião da missão do governo do estado do Rio Grande do Norte à Dinamarca, o fundo dinamarquês de investimentos CIP e a governadora Fátima Bezerra firmaram memorando de entendimento relativo a projeto de 1,8 GW de energia eólica offshore. Além desse projeto, o CIP solicitou licenciamento de parques offshore junto ao IBAMA na costa do Piauí, Rio de Janeiro e Rio Grande do Sul, totalizando possíveis 7,2 GW de capacidade e investimento estimado em ao menos USD 1,5 bilhão por projeto.

Vale citar, também, a fábrica da dinamarquesa Vestas, líder mundial em aerogeradores, no estado do Ceará. A empresa mantém, adicionalmente, centro de treinamento e manutenção no estado do Rio Grande do Norte.

Captura, utilização e depósito de carbono (CCUS)

Trata-se de área de competência da Agência de Energia da Dinamarca. No sítio sobre CCUS da Agência, <https://ens.dk/en/our-responsibilities/ccs-carbon-capture-and-storage>, estão disponíveis, em inglês, documentos sobre o marco regulatório nacional, sendo o mais recente de setembro de 2023; os acordos regionais (países do Mar do Norte); os fundos estabelecidos para fomentar o setor (fundos CCUS e NECCS) e as regras de participação nas licitações para acessá-los; o mapeamento do processo de licenciamento, inclusive consultas públicas; e relatórios sobre impacto socioambiental de operações CCUS onshore e offshore.

A pedido da Agência de Energia, o serviço geológico nacional GEUS mapeou as áreas potencialmente adequadas para CCUS. No âmbito offshore, o projeto Greensand já está operacional e Bifrost, com a TotalEnergies, está em implementação. O resultado dos pedidos para estudos de viabilidade das primeiras operações onshore será anunciado ainda em 2024.

Os fundos estatais CCUS e NECCS pretendem financiar a captura anual de 1,4 milhão de toneladas de CO₂ até 2030. A estatal Danish State Subsurface Resource Company (Nordsøfonden) é importante promotora do mercado para CCUS. Vinculada ao Ministério da Indústria, Negócios e Finanças, detém, por lei, 20% de participação em todos os projetos.

Em abril de 2024, a Dinamarca, a Noruega, a Bélgica, os Países Baixos e a Suécia firmaram compromissos para viabilizar o transporte transfronteiriço e a estocagem de CO₂.

Eficiência energética e economia circular

A eficiência energética envolve a reengenharia de processos industriais, o desenho de sistemas de distribuição e transmissão elétrica e o desenho de prédios públicos e comerciais e plantas industriais, a fim de prevenir e mitigar as perdas energéticas e, assim, impactar positivamente a eficiência dos processos e diminuir custos.

A Dinamarca conta com o Conselho pela Transição para a Eficiência Energética (<https://rgo.dk/en/raadet-for-energieffektiv-omstilling/>), que elabora recomendações para o ministro do Clima, Energia e Infraestruturas e também para entidades subnacionais, especialmente os municípios. O Conselho é constituído de associações setoriais, confederações e sindicatos, tais como a Federação das Indústrias (DI), a Câmara de Comércio (Dansk Erhverv), o Conselho da Agricultura e dos Alimentos e a Confederação de Municípios, entre outros. A Agência de Energia exerce o secretariado do Conselho.

Seguem, abaixo, iniciativas e áreas de atuação em eficiência energética na Dinamarca que poderão ser de interesse do CNDI e que poderiam ser objeto de colaboração e intercâmbio de experiências com o PROCEL (Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica). Ressalta-se, ademais, que a Dinamarca possui importantes empresas

que atuam no segmento da eficiência energética, como a Danfoss e a Grundfos, presentes no Brasil há décadas.

Kalundborg Symbiosis (<https://www.symbiosis.dk/en/>) é um polo industrial com plantas de diferentes setores (farmacêutico, biotecnologia, energia, resíduos) que intercambiam e compartilham água, energia e outros insumos, em sistema de economia circular, no qual resíduos de uma planta alimentam outra planta, o que permite diminuir a geração de resíduos, fomentar o reuso e a reciclagem e reduzir a perda energética. Segundo dados do polo industrial, o sistema de produção em simbiose resulta em reaproveitamento anual de 4 milhões m³ de água; redução de emissões de 586 mil toneladas CO₂, reuso e reciclagem de 62 mil toneladas de materiais. Em junho de 2023, missão da Secretaria de Desenvolvimento Econômico, Indústria, Comércio e Serviços (SEDEICS) do Estado do Rio de Janeiro visitou o polo industrial Kalundborg Symbiosis.

A perda energética em forma de calor residual em plantas é questão que afeta processos industriais, data centers, áreas comerciais refrigeradas, supermercados e usinas de saneamento, entre outros, e representar até 65% da produção de energia, em diversos países. Os processos de eficiência energética e economia circular permitem o aproveitamento do calor residual.

Soluções de eficiência energética podem reduzir o consumo de eletricidade de plantas dos serviços de água e saneamento, que podem representar mais de 40% dos gastos com eletricidade de municípios.

Conforme fontes intermitentes de energia renovável (solar e eólica) ganham participação na oferta de energia dos países, soluções de eficiência energética baseadas em "flexibilização da demanda" podem apoiar os sistemas energéticos a evitar períodos de alta demanda com baixa da oferta. Como exemplo, equipamentos e processos de alto consumo de energia podem ser programados e desligados ou restringidos durante de picos de demanda e/ou quando a energia estiver mais cara.

A refrigeração em supermercados, frigoríficos e afins ocasiona alto consumo energético, com salas e equipamentos em funcionamento contínuo. Essas atividades de refrigeração geram calor e energia que se perdem, mas podem ser canalizados e aproveitados em outros empreendimentos ou em residências, ou programados para ajustarem-se aos períodos de pico de demanda ou de energia mais cara. Na Dinamarca, por exemplo, empresas têm aplicado tecnologia digital de "supercooling", que baixa bastante a temperatura de congeladores de modo programado, para que possam servir como estocagem de energia durante picos de demanda.

Outra tecnologia de interesse é a do sistema de refrigeração central, no qual água refrigerada circula, a partir de uma central refrigeradora, por dutos, em prédios comerciais e residenciais. A refrigeração da água no sistema pode ser alimentada por energia do calor residual de processos industriais e outros. Sistemas de refrigeração central representam cerca de metade da demanda por energia de sistemas de ar condicionado tradicional.

Energia solar

A Dinamarca não tem tecnologia inovadora em energia solar, mas tem bons resultados no desenvolvimento de eficiência em plantas híbridas (solar e eólica) e sua integração ao grid. Além disso, é importante investidora nesse segmento em outros países. No Brasil, a European Energy, o IFU e o CIP desenvolvem projetos em energia solar.

Cooperação com o Brasil

O tema da energia tem sido considerado prioritário na cooperação bilateral entre Brasil e Dinamarca pelo menos desde 2007, quando foi firmado o memorando sobre cooperação nas áreas de energias renováveis e eficiência energética. Mais recentemente, foi executado o Memorando de Entendimento entre o Ministério do Clima, Energia e Serviços Públicos da Dinamarca e o Ministério de Minas e Energia do Brasil sobre Energias Renováveis e Transição Energética, de 07/12/2021, que tem como áreas de cooperação "o armazenamento e geração de energia, integração de energia renovável variável, transmissão e distribuição de eletricidade, bem como novas tecnologias e combustíveis, como o hidrogênio". Na execução do primeiro plano de trabalho desse memorando, houve coordenação institucional sobre o desenvolvimento de marco regulatório, envolvendo a ANEEL, a EPE e a Agência de Energia da Dinamarca.

Em novembro de 2023, a Embaixada do Brasil coorganizou a missão do presidente e do diretor de Transição Energética e Sustentabilidade da Petrobras à Dinamarca, na qual foi firmado protocolo de intenções com a European Energy, no segmento do e-metanol. Houve ainda reuniões e visitas a autoridades governamentais e reguladoras, parlamentares e empresas dos setores de energia renovável, hidrogênio verde, infraestruturas e serviços acessórios à indústria eólica offshore e captura e estocagem de carbono (CCS), inclusive CIP, Vestas e Topsoe.

A Agência de Energia da Dinamarca destacou, em 2023, especialista para atuar junto à embaixada dinamarquesa em Brasília, por até 6 anos, a fim de avançar na negociação da próxima fase da cooperação em energia, que poderá ser mais ampla e estratégica e incluir os temas detalhados acima, neste documento.

A Embaixada do Brasil em Copenhague tem promovido e facilitado a interlocução entre entes públicos, privados e acadêmico-científicos dos dois países, na área da energia, tendo como objetivos a atração de investimentos estruturantes, os intercâmbios de experiências e melhores práticas e o estabelecimento de pesquisa conjunta. Tanto a missão do estado do Ceará quanto a visita da governadora do Rio Grande do Norte, ambas em outubro/novembro de 2021, foram organizadas pela Embaixada.

Emirados Árabes Unidos

i. Contexto geral:

Diante da necessidade de diversificar suas fontes de energia e comprometido com suas metas de redução de emissões de carbono, Os EAU têm implementado políticas e investimentos significativos para minimizar a dependência de combustíveis fósseis. Essa abordagem é parte de uma visão mais ampla de sustentabilidade e desenvolvimento econômico, visando não apenas a mitigação dos impactos ambientais, mas também a criação de novas oportunidades econômicas e de emprego no setor de energias renováveis.

ii. Recursos naturais disponíveis:

Listam-se, abaixo, as iniciativas de exploração dos principais recursos naturais disponíveis no país dentro do contexto da transição energética.

- Energia solar: os EAU possuem uma das maiores exposições solares do mundo, favorecendo iniciativas voltadas para a produção de energia solar. A Usina Solar Mohammed bin Rashid Al Maktoum, com capacidade planejada de 5 GW até 2030, configura um dos principais projetos do mundo nesse setor.
- Energia eólica: os Emirados apresentam condições propícias para a produção de energia eólica, especialmente em áreas costeiras e insulares, onde os ventos são mais fortes e consistentes, condições ideais para o desenvolvimento de parques eólicos "onshore" e "offshore". O Parque Eólico Sir Bani Yas é o principal exemplo do aproveitamento dessas condições atualmente no país, tendo sido inaugurado em 2014, com capacidade instalada de 850 KW, é considerado o primeiro parque eólico comercial do país e serve como projeto piloto para iniciativas futuras.
- Hidrogênio verde: Os EAU lançaram, em 2019, a Iniciativa de Hidrogênio Verde de Abu Dhabi, que visa desenvolver tecnologias e infraestrutura para a produção comercial de hidrogênio limpo a partir de energia solar e eólica. Outro programa notável na área é o sistema de demonstração em Masdar City (projeto dos EAU de cidade inteligente e sustentável), que usa energia elétrica solar para produzir hidrogênio verde voltado para alimentar de forma sustentável a infraestrutura da cidade. Esses projetos pilotos demonstram a viabilidade técnica e econômica da produção de hidrogênio limpo, com planos de expansão até 2030.
- Energia nuclear: Com a operacionalização da Usina de Barakah, os EAU se tornaram o primeiro país árabe a adotar energia nuclear para fins pacíficos, estabelecendo um marco importante na diversificação de sua matriz energética. A usina possui 4 reatores e capacidade total de produção de 5.6 GW (cobrindo 25% da demanda de energia do país). A construção, iniciada em 2012, foi concluída em março deste ano.

iii. Políticas nacionais:

A Estratégia de Energia Nacional 2050 é a base das políticas dos EAU na área de transição energética. Com a previsão de investimentos de USD 163 bilhões até 2050, a Estratégia visa aumentar a contribuição das energias limpas para 50%, reduzir as emissões de carbono da geração de energia em 70%, e melhorar a eficiência energética do país em 40%.

Para incentivar o desenvolvimento e integração de energias renováveis, os EAU implementaram também uma política de tarifas "feed-in", que garante preços estáveis para energia gerada por fontes renováveis, estimulando assim o investimento privado. Adicionalmente, a legislação específica de energia limpa estabelece metas obrigatórias para a inclusão de renováveis na matriz energética, complementadas por regulamentações ambientais que objetivam a promoção de práticas industriais sustentáveis.

Além disso, projetos como a já mencionada Masdar City servem como exemplo adicional do compromisso do país com cidades sustentáveis e zero emissões.

iv. Parcerias internacionais exitosas:

- Colaboração com empresas estrangeiras:

Os EAU possuem parceria com a Siemens e a Marubeni, por meio da "Dubai Electricity and Water Authority" (DEWA), para desenvolver a Usina de Ciclo Combinado de Hassyan, uma das usinas de gás natural mais eficientes e menos emissoras de CO₂ no mundo. Essa planta é componente crítico da estratégia de diversificação energética emirática.

Vale citar também acordos com a General Electric e a Total para o desenvolvimento de projetos de energia solar em grande escala no país, com transferência de tecnologia. A Usina Solar de Shams, inaugurada em 2013 no contexto dessa parceria, com capacidade de 100 MW, foi importante passo no programa de transição energética do país.

- Cooperações com outros países:

A colaboração com a Coreia do Sul, especialmente na construção da Usina Nuclear de Barakah, não só forneceu aos EAU tecnologia nuclear avançada, mas também estabeleceu marco para o uso seguro da energia nuclear na região.

Os EAU também estabeleceram parceria com a Alemanha na área de energia eólica. Exemplo de resultados nesse contexto é o desenvolvimento do já citado Parque Eólico de Sir Bani Yas, com a colaboração da Siemens Gamesa.

Com a Noruega, por meio da empresa Equinor, o Governo emirático desenvolveu o projeto Masdar CCS ("Carbon Capture, Utilization and Storage"), focado em tecnologias de captura e armazenamento de carbono. Este projeto pioneiro em Abu Dhabi visa reduzir anualmente emissões de CO₂ em até um milhão de toneladas, demonstrando a eficácia das soluções de CCS na promoção de operações industriais mais limpas e sustentáveis.

O programa "UAE-USA Advanced Energy Research" é exemplo de parceria com os Estados Unidos. A iniciativa promove a colaboração entre o Instituto Masdar e importantes entidades estadunidenses como o Departamento de Energia e o "Massachusetts Institute of Technology" (MIT) para pesquisa em tecnologias de energia renovável, como solar, eólica e biomassa.

Vale mencionar que os EAU sediam, em Abu Dhabi, a Agência Internacional de Energia (IRENA, na sigla em inglês). Tal fato pode ser entendido como esforço adicional do país em demonstrar compromisso com a promoção internacional de políticas voltadas para a implementação de práticas sustentáveis no setor energético.

v. Possibilidades de parcerias com o Brasil:

Os EAU possuem claro interesse em fortalecer suas relações econômicas com o Brasil, fato evidenciado por investimentos emiráticos que já totalizam mais de USD 10 bilhões, bem como pela constante demonstração de interesse em contato com empresas e autoridades governamentais brasileiras. O setor de energia renovável apresenta, em especial, significativo potencial para parcerias bilaterais. A rica matriz energética do Brasil e a experiências em áreas de interesse emirático como energia solar, eólica, biocombustíveis e hidrogênio verde, podem se traduzir em importante potencial de cooperação no setor de energias renováveis.

Eventuais parcerias nas áreas mencionadas podem contar não somente com esforços para atração de investimentos emiráticos no Brasil, mas também com cooperação técnica para desenvolvimento de iniciativas em ambos os países, com trocas de experiências e melhores práticas, além de colaboração na área de pesquisa e desenvolvimento. Em especial, a experiência brasileira nos setores de biocombustível e produção de energia eólica e solar podem ser importantes ativos na cooperação com os EAU.

Sobre o setor de biocombustíveis, vale ressaltar o projeto emirático de criar cidades sustentáveis, exemplificado na iniciativa Masdar City. Nesse contexto, a liderança brasileira na produção de biocombustíveis pode ser oferecida como alternativa para veículos movidos por combustíveis fósseis, apresentando, assim, formas mais sustentáveis de desenvolvimentos das redes de transporte urbano, interurbano e internacional, como combustível sustentável para aeronaves no último caso.

Em relação aos esforços brasileiros para expandir sua infraestrutura de hidrogênio verde, vale considerar o alinhamento dessas iniciativas com os interesses emiráticos em desenvolver tecnologias e projetos similares nesse setor. O Brasil, com sua ampla capacidade de geração de energias renováveis, apresenta considerável potencial para a produção de hidrogênio verde, prioridade também refletida nos planos estratégicos dos EAU para diversificar suas fontes de energia e reduzir a dependência dos combustíveis fósseis.

Esse interesse mútuo não apenas abre caminho para possíveis investimentos diretos dos EAU em projetos de hidrogênio verde no Brasil, mas também estabelece a base para uma

colaboração extensiva em áreas técnicas, de pesquisa e desenvolvimento. Tal cooperação pode envolver a troca de tecnologias, a realização conjunta de pesquisas aplicadas e o desenvolvimento de protocolos e normas industriais que beneficiem ambos os países.

Estados Unidos da América

A transição energética é um dos pilares do plano de governo da administração Biden, refletido em uma série de políticas, sobretudo fiscais, para fomentar novas tecnologias e acelerar a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis no país. As políticas governamentais podem ser divididas em dois grandes segmentos: (i) recursos para agência federais – sobretudo Departamento de Energia -, para dispêndio com programas de pesquisa e desenvolvimento, financiamento de projetos para aceleração de tecnologias, e investimentos diretos em construção de infraestrutura; e (ii) pacotes de benefícios fiscais para a produção de energia limpa.

Os recursos para agências federais não são facilmente mensurados, dadas as características transversais de diferentes programas. Da mesma forma, a previsão orçamentária é variável, na medida em que alguns recursos dependem de alocações já aprovadas, e outros estão atrelados ao orçamento anual das agências. O Departamento de Energia tem divulgado a promoção de investimentos domésticos da ordem de US\$ 100 bilhões, por meio de 60 programas em áreas como novas tecnologias, cadeias de suprimentos, redes elétricas e engajamento comunitário. Não são claros, todavia, a origem exata de cada recurso e o período temporal compreendido. No caso das isenções fiscais, haveria mais clareza sobre a estrutura dos benefícios concedidos ao setor. Desde o início do governo Biden, foram aprovados dois grandes pacotes legislativos com impactos para o setor de energia: o pacote bipartidário de infraestrutura (IIJA na sigla em inglês) e o "Inflation Reduction Act" (IRA).

O pacote bipartidário de infraestrutura de 2021 prevê recursos para investimentos em energia renovável, modernização das redes de transmissão do país, programas de eficiência energética e construção de infraestrutura relacionada a carros elétricos, além de recursos para pesquisa e desenvolvimento em tecnologias para geração de energia limpa, incluindo captura e estocagem de carbono, energia nuclear avançada e produção de hidrogênio. O total do dispêndio com projetos relacionados à energia limpa é de cerca de US\$ 75 bilhões.

O IRA, por sua vez, prevê recursos da ordem de US\$ 369 bilhões em conjunto amplo de atividades para geração de energia limpa, redução de emissões, descarbonização e programas de proteção ambiental. O elemento principal da legislação é a concessão de créditos fiscais (em muitos casos, renovação ou ampliação de créditos já existentes) tanto para projetos de geração de energia limpa (zero emissões), como para novos investimentos no setor. No caso da produção, os créditos (PTC) partem de 0,3 centavos/kw, mas podem ser quintuplicados no caso de cumprimento de requisitos relacionados a salários e formação de mão de obra. Em relação a novos investimentos, o crédito fiscal (ITC) parte de 6%, mas também pode ser quintuplicado de acordo com os mesmos critérios. Em ambos os casos, há previsão de aumento de 10 pontos percentuais nos créditos, caso sejam atendidos critérios de conteúdo nacional. O total dos créditos também poderá ser expandido de acordo com a localização dos projetos,

de modo a favorecer comunidades vulneráveis e “tribal lands”. O IRA concede, ainda, créditos para produção de componentes para a indústria de energia solar e eólica, de inversores, de componentes para baterias, e de minerais críticos, sendo que o montante dos créditos varia de acordo com a tecnologia a ser empregada.

De forma geral, há reconhecimento de que os dois pacotes legislativos foram fundamentais para fomentar investimentos no setor. Nos seis meses que se seguiram à aprovação do IRA, foram anunciados diferentes investimentos, sobretudo no setor de veículos elétricos, o que leva alguns estudos a projetarem investimentos privados totais no valor de US\$ 3 trilhões entre 2022 e 2032. Contudo, persiste dificuldade em identificar impactos imediatos na matriz energética do país, em função do tempo de maturação dos projetos. Em 2023, registrou-se recorde de 32,3 GW de capacidade adicional de geração de eletricidade a partir de fontes renováveis, o que representou aumento de 32% em relação a 2022, com superação do máximo anterior de 31,6 GW em 2021. A maior parte da capacidade adicional foi decorrente da expansão da energia solar, setor que mais tem aproveitado os benefícios do IRA. Atualmente, há cerca de 60GW de capacidade em desenvolvimento, potencialmente em operação até o fim do ano corrente. A “Energy Information Administration” prevê que a participação das energias renováveis na produção total de eletricidade no país salte dos atuais 22% para 47%, em 2030, e para 62% em 2050.

ENERGIA EÓLICA “ONSHORE” E “OFFSHORE”

Segundo dados do Departamento de Energia, a energia eólica (“onshore”, “offshore” e geração distribuída) representou 22% da nova capacidade elétrica instalada nos Estados Unidos em 2022, com investimentos de mais de USD 12 bilhões. O mercado eólico “onshore” foi responsável por adição de 8,5 GW de capacidade, e a geração distribuída por 29,5 MW de nova capacidade. No caso da energia eólica “offshore”, o primeiro projeto com escala comercial entrou em operação apenas em março de 2024. Embora o Departamento de Energia ainda não tenha divulgado dados relativos a 2023, sabe-se que o ano não foi favorável para o segmento, com adição de cerca de 7 GW de potência. Desde a aprovação do IRA, no entanto, as previsões de adição de capacidade eólica aumentaram cerca de 60%, impulsionadas por créditos fiscais que teriam reduzido o custo das pás eólicas em 27%, e das torres de aço em 18%. As orientações para aproveitamento dos créditos fiscais do IRA, divulgadas pelo Departamento do Tesouro em maio passado, foram fundamentais para dar impulso a projetos dormentes.

No âmbito do IRA, foi concedido tratamento especial para projetos de energia eólica “offshore”, mediante definição de critérios menos restritivos, ao menos no curto prazo, para cumprimento das regras relacionados a conteúdo nacional. No que diz respeito à produção de componentes para a indústria de energia eólica, o IRA concede crédito fiscal de 10% para a produção de embarcações especializadas, sendo que o benefício aplicado a outros componentes eólicos varia de acordo com o tipo de componente e a capacidade das turbinas. Por fim, o IRA estabelece crédito fiscal inicial de 30% para projetos eólicos de geração distribuída, que será progressivamente reduzido até chegar a 22%, a partir de janeiro de 2035. Além dos benefícios fiscais, o Departamento de Energia possui uma

série de programas para concessão de empréstimos e subvenções a pesquisa e desenvolvimento, projetos de desenvolvimento de tecnologias e instalação de energia eólica em áreas específicas.

A administração Biden tem como meta atingir 30 GW de capacidade eólica "offshore" até 2030, tendo aprovado sete projetos de energia eólica "offshore" com escala comercial e, pela primeira vez, leiloado áreas para arrendamento na costa do Pacífico e no Golfo do México. Os projetos "offshore", contudo, têm enfrentado uma série de dificuldades, as quais se tornaram mais evidentes com a decisão da Ørsted de descontinuar o projeto "Ocean Wind", em função de fatores macroeconômicos não antecipados tais como alta inflação, aumento das taxas de juros e gargalos na cadeia de suprimentos. Outros desenvolvedores de energia eólica "offshore" na costa leste dos EUA também têm expressado preocupações com custos crescentes dos projetos. Além de considerações de ordem macroeconômica, os projetos enfrentam resistência por parte de comunidades locais, em decorrência de mudanças na paisagem e alegados impactos para a vida marinha e para a indústria pesqueira.

Ressalte-se, ainda, que, apesar da ênfase conferida pelo governo Biden a projetos de energia eólica "offshore", o IRA estabelece limites para o Departamento do Interior (DOI) emitir arrendamentos. Por período de dez anos, o "Bureau of Ocean Energy Management" não pode autorizar arrendamentos para desenvolvimento eólico "offshore", a menos que a agência tenha oferecido ao menos 60 milhões de acres para arrendamento de petróleo e gás na plataforma continental no ano anterior.

ENERGIA SOLAR

Volume recorde de 32,4 gigawatts (GW) de capacidade de energia solar foi instalado nos EUA em 2023, o que representa aumento de cerca de 55% em relação às instalações de 2022. Mesmo com atrasos significativos devido a problemas na cadeia de suprimentos, a energia solar foi a fonte de energia com maior índice de crescimento nos Estados Unidos, respondendo por 52% do crescimento total da capacidade instalada no ano - foi a primeira vez que uma fonte renovável teve crescimento anual superior ao da produção de combustíveis fosseis desde os anos 1940. A capacidade solar instalada nos EUA totaliza 161 GW (incluindo geração distribuída), o suficiente para fornecer cerca de 5% da eletricidade do país, de acordo com a Associação das Indústrias de Energia Solar. A "U.S. Energy Information Administration" estima que a geração elétrica a partir da energia solar seja a principal fonte de crescimento no setor de energia dos EUA até o final de 2025, com 79 GW de nova capacidade solar projetada para entrar em operação entre 2024 e 2025.

Apesar do potencial de crescimento da energia solar nos Estados Unidos, o crescimento do setor no curto prazo estaria atrelado a decisões de política comercial. Embora os Estados Unidos tenham sido exitosos na instalação de painéis solares, os equipamentos são majoritariamente importados. Em junho de 2022, a Casa Branca declarou emergência no setor e anunciou moratória de dois anos na aplicação de tarifas de importação, apesar de investigação do Departamento do Comércio sobre prática

potencial de circunvenção das tarifas e medidas compensatórias aplicadas a painéis solares chineses, e de pressões da indústria norte-americana para coibir importações. Em maio de 2023, o presidente Biden vetou resolução aprovada pelo Congresso, que anulava moratória na cobrança de tarifas à importação de painéis solares provenientes da Malásia, Tailândia, Camboja e Vietnã, por entender que a iniciativa parlamentar comprometeria a segurança energética dos Estados Unidos. No presente momento, os Estados Unidos não podem prescindir de importações, ainda que em benefício de exportadores chineses. O tema deverá crescer em importância no debate público até junho próximo, dado o vencimento iminente da moratória das tarifas aprovada em 2022.

Além dos créditos fiscais para produção e investimentos na geração de energia com emissão zero supracitados, o IRA também prevê a geração de créditos no caso de instalação de sistemas fotovoltaicos em residências. O crédito fiscal inicial corresponde a 30% entre 2022 e 2032, diminuindo para 26% no caso de sistemas instalados em 2033, e para 22% no caso de sistemas instalados em 2034. No caso específico de projetos de energia solar, há dificuldade expressiva para acessar o crédito fiscal adicional de 10% relacionado a regras de conteúdo local, na medida em que o país não possui produção expressiva de células fotovoltaicas, que respondem por cerca de 30% dos custos de instalação de um projeto. A Associação das Indústrias de Energia Solar buscou, sem sucesso, alterar o respectivo entendimento do Departamento do Tesouro na aplicação das regras do IRA.

Adicionalmente, a administração Biden tem alocado recursos para a construção de projetos de energia solar e para pesquisas. Em junho de 2023, a “Environmental Protection Agency” (EPA) lançou concurso de subvenções de US\$ 7 bilhões para aumentar o acesso à energia solar acessível para famílias de baixa renda. O projeto “Solar for All” foi criado pelo Fundo de Redução de Gases de Efeito Estufa (GGRF) do IRA. Por sua vez, o Departamento de Energia, por meio do “Solar Energy Technologies Office”, aporta fundos para projetos de pesquisa em sete categorias: tecnologias fotovoltaicas; concentração de energia solar térmica; integração de sistemas; custos indiretos; produção e competitividade; acesso equitativo à energia solar; e desenvolvimento da força de trabalho solar.

HIDROGÊNIO

Os Estados Unidos produzem cerca de 10 milhões de toneladas métricas de hidrogênio por ano, sendo que 95% da produção ocorre a partir de gás natural. A produção é majoritariamente utilizada pela indústria de refino de petróleo e pela produção de amônia. O Departamento de Energia tem enfatizado que a viabilidade da produção em larga escala dependerá de redução dos custos de produção e de distribuição de hidrogênio. Os programas federais, portanto, têm enfatizado iniciativas que possam contribuir para a redução de custos e a geração de mercado mais amplo, independentemente do método de produção. Em junho de 2021, foi lançado o "Energy Earthshot Initiative" com o objetivo de promover soluções tecnológicas e reduzir obstáculos financeiros para viabilizar alternativas promissoras para a geração de energia limpa. No marco da iniciativa, o hidrogênio foi a primeira fonte de energia a contar com

programa específico de incentivo à inovação ("Hydrogen Shot"). Especificamente, o DoE tem como meta reduzir os custos do hidrogênio "limpo" em 80%, dentro de fórmula denominada 1+1+1, que almeja custo de \$1 por 1kg de hidrogênio em 1 década.

A produção de hidrogênio foi particularmente favorecida pelo pacote bipartidário de infraestrutura, o qual prevê recursos da ordem de US\$ 9,5 bilhões para produção e promoção de infraestrutura associada ao hidrogênio "limpo" em período de 5 anos, a partir da instalação de "hubs" regionais para aceleração da comercialização, produção, processamento, distribuição e armazenamento de hidrogênio. Em outubro passado, o governo norte-americano anunciou a seleção de sete projetos de produção de hidrogênio limpo no país para recebimento de US\$ 7 bilhões previstos no pacote bipartidário de infraestrutura. As abordagens propostas por cada "hub" para a produção e o consumo de hidrogênio variam significativamente, abarcando fontes nuclear, solar, eólica e hidráulica, e setores de fertilizantes, indústria pesada, usinas elétricas, combustíveis sustentáveis de aviação e refino de petróleo. Segundo estimativas oficiais, os "hubs" catalisarão cerca de US\$ 40 bilhões em investimentos e resultarão em forte geração de empregos qualificados nos EUA.

O IRA, por sua vez, estabelece mecanismo específico para concessão de créditos fiscais para a produção de hidrogênio limpo. Em dezembro passado, o Departamento do Tesouro e o "Internal Revenue Service" divulgaram propostas de diretrizes para a concessão de créditos tributários baseadas em "modelo de três pilares" para classificar o hidrogênio: i) adicionalidade - a eletricidade usada no processo de eletrólise deve ser nova, originando-se de usinas recém-construídas ou de capacidades adicionadas a usinas preexistentes; ii) transmissibilidade – a eletricidade deve originar-se em local próximo àquele da unidade produtora de hidrogênio, e a transmissão entre produtor e usuário deve ser viável; e iii) sincronicidade - a produção da eletricidade deve ocorrer simultaneamente à produção de hidrogênio. Atendidos os referidos critérios, o IRA estabelece faixas de crédito a depender das taxas de emissão.

CAPTURA, UTILIZAÇÃO E DEPÓSITO DE CARBONO (CCUS)

Atualmente, há quinze instalações de CCUS operando nos Estados Unidos, com capacidade combinada de capturar 0,4% do total anual de emissões de CO₂ do país. Outras 121 instalações estão em construção ou em desenvolvimento, o que poderá elevar a capacidade de captura para 3% das atuais emissões anuais de CO₂. A captura está geralmente associada a setores com custos baixos para a captura de CO₂ – como o processamento de gás natural e a produção de amoníaco e etanol.

O pacote bipartidário de infraestrutura de 2021 alocou US\$ 8,2 bilhões em fundos para projetos de CCUS a serem desembolsados entre 2022 e 2026, os quais se somam aos US\$ 3,4 bilhões aprovados no âmbito do "American Recovery and Reinvestment Act" de 2009. Da mesma forma, o IRA aumentou os valores dos créditos fiscais aplicáveis a atividades de CCUS de US\$ 50 para US\$ 85 dólares por tonelada de CO₂ capturado e estocado, no caso de operações industriais e de produção de energia, e de US\$ 60 para US\$ 180 dólares por tonelada de CO₂ capturado diretamente do ar. No caso de utilização

de carbono (“Enhanced Oil Recovery”), os créditos fiscais foram ampliados de US\$ 35 para US\$ 60 (gerados em instalações industriais e produção de energia), e de US\$ 50 para US\$ 130 (captura direta). A totalidade dos créditos somente pode ser acessada mediante cumprimento de determinados requisitos relacionados a salários e formação de mão de obra. Ademais, o IRA reduziu substancialmente a escala dos projetos de CCUS que podem qualificar-se para os créditos fiscais, permitindo maior número de “players” no setor, com impacto potencialmente superior às próprias concessões fiscais.

Desde a aprovação do IRA, uma série de projetos de CCUS foi anunciada nos Estados Unidos. Ao mesmo tempo, têm-se observado críticas, sobretudo no que diz respeito à forma como os incentivos fiscais são aplicados e ao tempo de vigência dos benefícios fiscais. Críticos alegam que, para além do desvio de recursos que beneficiariam opções energéticas plenamente renováveis, os incentivos fiscais acabariam incentivando a geração de CO₂, na medida em que processos mais sustentáveis (gás natural, por exemplo) tendem a gerar menor créditos do que processos mais intensivos em carbono (carvão).

MOBILIDADE ELÉTRICA

A eletrificação da frota é um dos principais objetivos da administração Biden no que diz respeito à transição energética, e o setor mais favorecido pelo IRA. Segundo a Casa Branca, desde o início do atual mandato, as vendas de veículos mais do que quadruplicaram, com mais de quatro milhões e meio de veículos em circulação. Ademais, a aquisição de veículos elétricos estaria mais acessível, uma vez que os preços caíram mais de 20% em relação ao ano anterior. No que diz respeito à infraestrutura de carregamento dos veículos, a presidência apontou que o número de pontos disponíveis ao público cresceu mais de 70%, atingindo 170 mil carregadores disponíveis ao público em todo o país, o que permite projetar que a meta do governo de disponibilizar 500 mil pontos de carregamento seja atingida já em 2026. Segundo a Casa Branca, o IIJA e o IRA foram fundamentais para fomentar a indústria nacional de carregadores e atrair investimentos privados para o setor. Importante notar que, embora a participação dos elétricos no mercado norte-americano de veículos seja crescente, a disseminação da tecnologia varia drasticamente em função da região. Na região de San Jose, na Califórnia, por exemplo, 40% do registro de novos veículos em 2022 foi de elétricos ou híbridos, enquanto que em Detroit a participação foi de apenas 3%.

Os principais fatores limitadores para a expansão de elétricos e híbridos seriam infraestrutura para carregamento e preço. Para fazer frente às dificuldades de inserção no mercado, o IIJA e o IRA alocaram cerca de US\$ 19 bilhões para a construção de pontos de carga e US\$ 7 bilhões para investimentos na cadeia de suprimentos. Os créditos fiscais do IRA, contudo, são o principal elemento para fomentar a venda de carros elétricos no país. A legislação prevê concessão de créditos fiscais no valor de até US\$ 7 mil dólares, pelo prazo de 10 anos, para veículos elétricos montados na América do Norte. Para aceder à totalidade dos créditos, dois critérios devem ser observados:

- As baterias elétricas devem conter 40% de minerais críticos (i) extraídos ou processados nos Estados Unidos ou em um país com o qual os EUA tenham acordo de livre comércio, ou (ii) reciclados na América do Norte. O índice de conteúdo nacional é progressivamente ampliado até alcançar 80%, em 2026; e
- As baterias elétricas devem conter pelo menos 50% dos componentes produzidos ou montados na América do Norte. Em 2028, a exigência chegará a 100%.

Desde o momento de sua aprovação, o IRA suscitou críticas de parceiros comerciais, e mesmo de setores da indústria norte-americana, em função das regras de conteúdo local que, em alguns casos, pressupõem a existência de uma cadeia de suprimentos alternativa. A administração Biden tem indicado disposição para acomodar preocupações, sobretudo da indústria doméstica, aplicando interpretações mais amplas da legislação aprovada. A possibilidade de aplicação da totalidade dos créditos para veículos arrendados, por exemplo, foi instrumento que permitiu sustentar a demanda por EVs.

A utilização dos créditos fiscais para aquisição de veículos elétricos é apontada como elemento particularmente exitoso do IRA. Os registo de novos veículos elétricos totalizaram 1,4 milhões em 2023, aumentando mais de 40% em comparação com 2022. Embora o crescimento anual relativo em 2023 tenha sido mais lento do que nos dois anos anteriores, a demanda por automóveis elétricos e o crescimento absoluto permaneceram fortes. A participação anual nas vendas totais aumentou sobretudo em função dos créditos fiscais do IRA, que contribuíram para substantiva redução do preço ao consumidor final. O preço médio de transação dos veículos elétricos caiu para US\$ 50.798 em dezembro de 2023, com redução de 24,2% em relação ao pico de preços no segundo trimestre de 2022. A indústria tem anunciado investimentos nos Estados Unidos, em linha com os requisitos de conteúdo local, de modo a ampliar a oferta de modelos de veículos elegíveis aos créditos fiscais. Espera-se que o mercado de elétricos continue a crescer em 2024, porém em ritmo menos expressivo, o que seria movimento esperado pela indústria.

ENERGIA NUCLEAR

Há 54 plantas nucleares operando nos Estados Unidos, com um total de 93 reatores nucleares comerciais. Os reatores nucleares que entram em funcionamento não têm sido suficientes para substituir reatores descomissionados, o que leva a projeção de perda progressiva de participação na matriz elétrica do país. O IIJA concedeu US\$ 6 bilhões para garantir o funcionamento de unidades produtivas com problemas operacionais por meio do “Civil Nuclear Credit Program”. Da mesma forma, os créditos fiscais PTC e ITC do IRA aplicam-se à geração de energia nuclear, também com a previsão de recursos da ordem de US\$ 6 bilhões para projetos de energia nuclear e US\$ 700 milhões para o desenvolvimento de uma cadeia de abastecimento nacional de “high-assay low-enriched uranium.

Trata-se, todavia, de indústria que tem sido afetada por custos elevados. O IIJA e o IRA têm buscado incentivar a competitividade da indústria nuclear e ampliar a vida útil de algumas instalações, mas os programas não representam mudança drástica no setor. O caminho projetado para que o setor mantenha participação na matriz energética do país compreenderia tecnologias avançadas, como reatores nucleares modulares.

BIOCOMBUSTÍVEIS

Os pacotes legislativos da administração Biden não alteraram fundamentalmente as condições para comercialização de etanol no país, na medida em que a principal política continua centrada nos mandatos de adição de volume aos combustíveis fosseis. De forma indireta, contudo, o setor poderá ser beneficiado pelas políticas voltadas a CCS, uma vez que produtores de etanol nos EUA têm utilizado tecnologias de captura de carbono para diminuir a intensidade de carbono no ciclo de vida de seus produtos. No caso de biodiesel e de biocombustíveis de segunda geração, o IRA renovou, até dezembro de 2024, crédito fiscal no valor de US\$ 1 dólar/galão. O IRA também prevê recursos da ordem de US\$ 500 milhões para apoio ao desenvolvimento de infraestrutura atrelada à comercialização de biocombustíveis.

Foco do governo Biden para o setor direciona-se aos combustíveis sustentáveis de aviação. De acordo com dados do "Government Accountability Office" (GAO), em 2022, a produção interna de SAF foi de 15,8 milhões de galões, o que ainda representaria menos de 0,1% do combustível utilizado na aviação. O "Grande Desafio de SAF", iniciativa lançada em 2021, estabeleceu dois objetivos principais: i) produção anual de 3 bilhões de galões de SAF até 2030, com redução de ao menos 50% nas emissões de gases de efeito estufa (GEEs) em relação ao combustível tradicional; e ii) produção anual de 35 bilhões de galões de SAF até 2050, em volume equivalente ao total da demanda doméstica projetada para o transporte aéreo. Com vistas ao cumprimento das metas mais próximas, o IRA estabeleceu a concessão de crédito fiscal de US\$ 1,25 por galão de SAF, com base no critério de redução de ao menos 50% de emissões de gases de efeito estufa (GEEs), em comparação ao combustível aéreo convencional. A legislação estabeleceu, ainda, crédito adicional de US\$ 0,01 para cada ponto percentual de desempenho superior a 50%. O IRA prevê, ainda, disponibilização de US\$ 290 milhões para projetos de desenvolvimento tecnológico desses combustíveis.

No caso de plantas dedicadas à conversão de etanol em SAF, há dificuldades técnicas que dificultam o cumprimento do corte de emissão, razão pela qual o Departamento do Tesouro decidiu permitir a integração de atividades de captura e estocagem de carbono (CCS) na mensuração dos cortes de emissão. Apenas uma planta de etanol de milho dos EUA, que utiliza CCS, está atualmente produzindo etanol compatível com SAF.

FERTILIZANTES VERDES

A principal política do governo para o setor é o "Fertilizer Product Expansion Program", do Departamento de Agricultura, que consiste em subvenções a serem utilizadas para aumentar a produção e processamento nacionais de fertilizantes e de nutrientes alternativos. Em 2023, os fundos totais para o programa foram ampliados para US\$ 900

milhões, em função do elevado número de pedidos de financiamento recebidos. Não há, todavia, qualquer tipo de especificação que possa favorecer os fertilizantes verdes. Segundo dados da “North America Organic Fertilizer Industry”, a produção de fertilizantes orgânicos atingiu 1,8 bilhões em 2023 e deverá atingir o patamar de US\$ 2 bilhões em 2024, e de US\$ 2,5 bilhões em 2034.

OPORTUNIDADES DE COOPERAÇÃO

Ao analisar oportunidades de cooperação com os Estados Unidos, é preciso ter presente que os programas para promoção da transição energética implementados pela administração Biden possuem forte orientação para o mercado doméstico. A transição energética é considerada como parte da nova política industrial norte-americana e estratégia para geração de empregos de qualidade, razão pela qual são frequentes as menções a regras de conteúdo nacional e critérios trabalhistas para concessão de benefícios. Da mesma forma, a maioria dos recursos para investimentos em projetos de geração de energia limpa é condicionada a alguma exigência de que os recursos sejam empregados nos EUA. Nesse contexto, o IRA foi recebido com ressalvas por diferentes parceiros comerciais dos EUA, que assinalam a ocorrência de protecionismo “verde” em benefício da indústria local.

Embora o tema da transição energética seja frequentemente mencionado em iniciativas bilaterais e multilaterais, a administração Biden não anunciou projetos internacionais de grande envergadura no setor. A “US-Germany Energy Transition Initiative” (ETI) seria iniciativa de cooperação bilateral particularmente emblemática, por abranger diferentes esforços de cooperação, incluindo (i) projetos conjuntos de pesquisa e desenvolvimento; (ii) diálogos políticos e investimentos para acelerar a implantação de tecnologias de energias renováveis, melhorar a eficiência energética, e promover a inovação em modernização de redes de transmissão e armazenamento de energia; e (iii) intercâmbio de melhores práticas e lições aprendidas com as experiências de cada país na transição para fontes de energia mais limpas.

Ao mesmo tempo, espera-se que os avanços tecnológicos induzidos pelos incentivos norte-americanos gerem reduções significativas de custos e ampliação de escala em diferentes setores, beneficiando o mercado global de energia renovável. Nesse contexto, o Brasil está bem posicionado para ampliar a cooperação com os Estados Unidos, pelo peso de ambos os países no mercado de energias renováveis, e no contexto de mecanismos institucionais - como o Fórum de Energia Brasil-EUA (USBEF) e o Diálogo das Indústrias de Energia Limpa (CEID) - que estabelecem plataforma e planos de trabalho para atores governamentais e privados. Com efeito, a agenda de transição energética apresenta-se como um dos pilares do relacionamento bilateral e prioridade para o setor privado. Nesse contexto, o possível lançamento de parceria Brasil - EUA para a transição energética conferiria impulso adicional a sinergias e à busca de complementaridades entre os dois países, especialmente nas áreas de combustíveis sustentáveis de aviação (SAF), hidrogênio de baixa emissão e minerais estratégicos.

Têm-se observado oportunidades específicas para empresas estrangeiras no âmbito do IRA, com foco em operações nos EUA e potencial de impactos mais disseminados. Como exemplo, o Departamento de Energia dos EUA selecionou projeto da Vale para produção de briquetes de minério de ferro aglomerado a frio e com baixas emissões na Costa do Golfo dos EUA, com base em recursos do IRA de até USD 292,9 milhões. Desenvolvida pela Vale, a referida tecnologia viabiliza produção siderúrgica a temperaturas substancialmente mais baixas do que as atuais, permitindo que as indústrias substituam carvão por gás natural, com consequente redução das emissões de carbono. Na perspectiva da empresa, o projeto nos EUA seria oportunidade para aprimorar e ampliar a escala de uso da referida tecnologia e processos produtivos, com possibilidade futura de produção de briquetes a partir de hidrogênio.

Agências governamentais norte-americanas mantêm, ainda, programas regulares de cooperação com o governo brasileiro – como o MME e a EPE -, com base em assistência técnica, intercâmbio de experiências e organização de webinars. Os planos de ação do USBEF têm oferecido arcabouço para essas atividades, compreendendo áreas como eficiência energética, modernização de redes elétricas, e pequenos reatores modulares.

Filipinas

- Contexto geral

As Filipinas são altamente dependentes de combustíveis fósseis. Segundo dados do Departamento de Energia (DoE), a matriz energética do país é composta de: carvão (44%), petróleo (14%), gás natural (13%) e energias renováveis (29%). Dentre as energias limpas, destacam-se as fontes hidrelétrica (13%), geotérmica (7%), solar (5%), eólica (2%) e biomassa (2%).

As Filipinas também dependem muito de importação de combustíveis fósseis. Apenas 50% da energia do país é auto-suficiente, ao passo que a outra metade provém de carvão, petróleo e gás natural importados.

Ademais, o custo de eletricidade das Filipinas é um dos mais elevados da ASEAN, ficando atrás apenas de Singapura, o que afeta severamente a competitividade econômica do país.

- Estratégia para transição energética

O governo adota o "Philippine Energy Plan 2020-2040" (PEP) como iniciativa para orientar sua política energética ao longo das próximas décadas.

Sob o PEP, encontra-se "National Renewable Energy Program 2020-2040", que estabeleceu como metas 35% de uso de ER na matriz até 2030, e 50% até 2040. Para atingir o último objetivo, serão necessários 52.826 MW de capacidade adicional, o que representa mais de seis vezes o nível atual, de 8.255 MW.

Segundo o programa, a matriz energética em 2040 deverá ser composta das seguintes fontes limpas: hidrelétrica (14%), eólica (13%), solar (12%), geotérmica (10%) e biomassa (1%). Para tanto, o país terá de envidar esforços para atrair investimentos estrangeiros, liberalizar o mercado de energia e buscar soluções tecnológicas para redução das emissões, sobretudo no setor de transporte.

Recorda-se, nesse contexto, o nítido interesse que demonstrou o Secretário de Energia Raphael Lotilla em reativar a colaboração em bioenergia. Mostrou-se particularmente interessado na expertise brasileira no setor, especialmente em etanol. Reafirmou o compromisso do governo filipino com as energias limpas, evidenciado pelo anúncio de adoção da mistura B3 de biodiesel, cuja implementação está prevista ainda no corrente ano. A medida, além de reforçar a segurança energética, teria o efeito de fomentar a indústria de coco local, fornecedora da principal matéria-prima para produção doméstica do biodiesel ("coco methyl ester"). Lotilla mencionou, igualmente, a meta de incorporação de 20% de etanol aos combustíveis automotivos, destacando os desafios associados à garantia de suprimento suficiente de etanol para cumprimento da exigência.

Indonésia

Conquanto tenha iniciativas com cronograma de implementação definidos em matéria de transição energética, a Indonésia ainda é altamente dependente de fontes energéticas não-renováveis: dados de 2022 indicam que carvão (37,3%), petróleo (35%) e gás natural (18,5%) respondem por quase 91% de toda a energia gerada no país (e não apenas geração elétrica).

O governo deste país comprometeu-se a reduzir em 29%, por meio de seus próprios esforços, suas emissões de gases causadores de efeito estufa (GHG) até 2030; caso conte com apoio e financiamento externos, o compromisso de redução é de 41%. A Indonésia também se comprometeu a zerar suas emissões até 2060.

Nesse contexto, a transição energética rumo a uma economia neutra em carbono neste país está estruturada sobre quatro pilares: aumento da participação de energias renováveis na matriz energética nacional, eletrificação da frota veicular, substituição de combustíveis fósseis por fontes energéticas renováveis e priorização de alternativas não-intensivas em carbono. Tais pilares informam a política indonésia visando à mitigação dos efeitos das mudanças climáticas e à implementação de práticas energéticas sustentáveis.

O carvão mineral é utilizado sobretudo na geração elétrica (termelétricas a carvão, que geram aproximadamente 70% da eletricidade consumida neste país) e em indústrias intensivas em energia, enquanto os derivados de petróleo, dos quais a Indonésia é importadora líquida, são destinados ao setor de transportes. O gás natural é utilizado em certos nichos industriais, em particular aqueles vinculados ao processamento do níquel. O governo indonésio subsidia significativamente todos os combustíveis fósseis, em particular o carvão utilizado na geração elétrica e os derivados de petróleo demandados pelo setor de transportes. Tais subsídios têm amplo impacto no orçamento nacional.

A energia gerada a partir de fontes renováveis correspondeu a cerca de 9% do total produzido neste país em 2022. A principal fonte foi o composto à base de óleo de palma adicionado ao diesel comercializado na Indonésia (que em 2023 atingiu 35% da mistura), seguido da hidroeletricidade e da energia geotérmica; os parques eólico e solar indonésios têm capacidade ainda insignificante. Em 2023, foi acrescentado 1 gigawatt à capacidade instalada indonésia geração a partir de energia renováveis; a meta estabelecida em 2021, contudo, era de previsão de incorporação de 3,4GW para 2023.

A utilização de biocombustíveis como alternativa aos derivados de petróleo (transportes) e ao carvão (geração elétrica) tem crescido, mas enfrenta múltiplos desafios financeiros e socioambientais. Destaque-se, por oportuno, que desenvolvimentos recentes relacionados à geração a partir de hidrogênio têm sido objeto de interesse por parte do governo indonésio, havendo, atualmente, 32 projetos em curso, a maior parte dos quais ainda em fase inicial.

Em outubro de 2023, a empresa energética estatal Pertamina começou a produzir "hidrogênio verde", com capacidade anual de 51 toneladas, juntamente com a empresa estatal de eletricidade PLN, que opera planta com capacidade anual de produção de até 199 toneladas de "hidrogênio verde". Apesar da prevalência de combustíveis fósseis nos setores elétrico e industrial, algumas indústrias têm já começado a utilizar fontes renováveis em seus processos produtivos, sendo a de cimento (que usa biomassa) e a de amônia (que usa "hidrogênio verde") as mais dignas de nota.

MECANISMO DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA (ETM)

Em 2022, a então Presidência indonésia do G20 estabeleceu o Mecanismo de Transição Energética (ETCM), programa que visa a aumentar o desenvolvimento de infraestrutura energética e a acelerar a transição energética rumo à neutralização das emissões de carbono, tendo como princípio a verificação de viabilidade econômica. O Ministério das Finanças indicou a empresa estatal P.T. Sarana Multi Infraestuktur (SMI) como "Platform Manager" indonésia para a ETM. A SMI está encarregada de desenvolver projetos de financiamento para o ETM neste país.

O ETM será financiado por um modelo híbrido que prevê fontes públicas e privadas, tais como agências governamentais, bancos de desenvolvimento, bancos comerciais, fundos de mudança climática, investidores institucionais do mercado de capitais, companhias de seguro e filantropos locais e internacionais. Neste país, o Mecanismo terá por objetivo de longo prazo substituir a prevalência das termelétricas a carvão na geração elétrica indonésia por fontes de energia renováveis e limpas.

DESCARBONIZAÇÃO DO SETOR DE TRANSPORTES

A estratégia de descarbonização do setor transportes consiste tanto na eletrificação (frota veicular de passeio, comercial e de carga, embarcações, trens e aviões) e na adoção de combustíveis alternativos com baixa intensidade de carbono, consoante o estipulado pelo Decreto N° 33/2023 do Ministério dos Transportes indonésio. A eletrificação interpõe desafios econômicos e tecnológicos, sobretudo à luz do estado relativamente incipiente das tecnologias associadas à eletrificação dos meios de transporte marítimos e aéreos.

A eletrificação da frota veicular, mormente os veículos de passeio, tornou-se, nos últimos anos, o foco dos formuladores indonésios de políticas públicas relacionadas a sustentabilidade, transportes e energia. Nesse contexto, o governo deste país tem buscado tanto oferecer subsídios a compradores de veículos elétricos (EVs) quanto ampliar a infraestrutura de recarga e troca de baterias de tais plataformas.

Em 2023, havia na Indonésia 846 estações comerciais de recarga, 1700 estabelecimentos dedicados à troca de baterias e mais de 3700 unidades de carregamento doméstico de EVs. Também a frota de ônibus urbanos deste país tem sido eletrificada, havendo atualmente 2276 ônibus elétricos em Jacarta, onde a frota desses veículos deverá ser 100% elétrica em 2030. Também em Bali e nas cidades de Surabaya e Semarang progride a eletrificação da frota de ônibus indonésia. Reitere-se, contudo, que a utilização de

veículos elétricos não significa necessariamente "energia limpa", haja vista a eletricidade usada por tais veículos ainda advir majoritariamente do carvão.

BIODIESEL

A Indonésia foi, em 2022, o maior produtor global de biodiesel, com 174 mil barris de petróleo equivalentes/dia, seguida do Brasil (2º) e dos EUA (3º). Em termos de biocombustíveis em geral, este país foi o terceiro maior produtor global, aquém dos EUA (1º) e do Brasil (2º).

Entre 2021 e 2022, a produção indonésia de biodiesel, integralmente baseada na adição de composto de óleo de palma ao diesel, aumentou 15%, tendo as reduções na emissões de gases causadores de efeito estufa decorrentes da utilização de biodiesel correspondido a cerca de 28,14 milhões de toneladas métricas de dióxido de carbono.

Atualmente, o biodiesel indonésio conta com 35% de composto de óleo de palma (em algumas regiões do país, 30%, 25% e 20%). Estão em curso testes de biodiesel B40 (adição de 40%) para máquinas pesadas, embarcações marítimas, maquinário agrícola e equipamentos ferroviários.

BIOETANOL

O Decreto Presidencial N° 40/2023, promulgado em junho do ano passado, determinou a aceleração do programa nacional de segurança do açúcar com vistas ao alcance da autossuficiência indonésia na referida "commodity" até 2028, o que parece, até o momento, difícil de ser alcançado. Também a produção local de etanol deverá atingir mínimo de 1,2 milhão de quilolitros em 2030.

Conforme estabelecido pelo Decreto, foi lançado pela Pertamina, em julho de 2023, programa que estipula a adição de 5% de bioetanol (E5, derivado de cana-de-açúcar) a um tipo de gasolina comercializado neste país (de 95 octanos). Até novembro de 2023, o E5 encontrava-se em fase-piloto em Jacarta e Surabaya. A estatal energética tenciona iniciar, ainda em 2024, o E7 (adição de 7% de etanol) a dois outros tipos de gasolina comercializados neste país.

A implementação de iniciativas de adição de etanol à gasolina é, na Indonésia, sujeita à produção doméstica de açúcar e ao seu preço internacional, haja vista ser este país importador da "commodity" (tendo o Brasil como seu terceiro principal fornecedor). A capacidade local de produção de etanol de cana-de-açúcar é relativamente baixa: corresponde atualmente a 40 mil quilolitros, enquanto a demanda anual é de 696 mil quilolitros.

Destaque-se, além disso, o fato de que, neste país, a ampla incidência do açúcar na dieta padrão frequentemente suscita argumentos que buscam confrontar as noções de segurança energética e segurança alimentar, razão pela qual têm sido realizados esforços, pelos setores público e privado indonésios, para encontrar insumo(s) alternativo(s) ao açúcar para a produção de etanol em larga escala.

CADEIA DE SUPRIMENTOS PARA BATERIAS DE VEÍCULOS ELÉTRICOS (BEV)

A Indonésia tem priorizado a formação de sua cadeia de suprimentos para baterias de veículos elétricos, área na qual este país tenta tornar-se líder global. Para tanto, o país já conta com 47 fundições de níquel operacionais, 31 em construção e 38 em estágio de planejamento.

Além disso, entraram em operação recentemente, na ilha de Obi, unidades de processamento de sulfato de níquel e sulfato de cobalto, cujas produções combinadas correspondem a 240 mil toneladas/ano dos compostos mencionados; duas outras plantas estão em fase de planejamento, e deverão acrescentar 120 mil toneladas/ano à capacidade indonésia de produção dos compostos. No mesmo ensejo, este país já conta com duas fábricas de cátodos para baterias de EVs, com produção combinada de 120 mil toneladas/ano.

SUBSÍDIOS PARA VEÍCULOS ELÉTRICOS DE DUAS RODAS

Dados do "think tank" indonésio "Institute for Essential Services Reform" (IESR) dão conta de que as políticas ora em vigor relacionadas a veículos elétricos de duas rodas (E2w) e fogões elétricos são as que apresentam a melhor relação custo-benefício no contexto da redução das emissões de gases causadores de efeito estufa. Ambos os subsetores deverão resultar em redução de 67 milhões de toneladas métricas de CO₂ equivalentes até 2030, concomitantemente à economia de USD 12,5 bilhões em subsídios energéticos.

Em março de 2023, o governo indonésio anunciou a alocação, até 2025, de aproximadamente USD 430 milhões em subsídios para a aquisição e conversão de motocicletas movidas a motores de combustão interna (ICE) para elétricos. Cada nova E2W ou motocicleta convencional a ser convertida para elétrica poderá receber subsídio de até USD 430.

PROGRAMA DE FOGÕES ELÉTRICOS

O Conselho Nacional de Energia (DEN, órgão estatal vinculado ao Ministério de Energia e Recursos Minerais) introduziu, em 2022, estratégia visando à redução das importações e dos subsídios ao gás liquefeito de petróleo (GLP). A iniciativa inclui subsídios (cerca de USD 70 por unidade) à aquisição de fogões de indução elétrica pela população indonésia, ademais de ambicionar fazer com que fogões elétricos respondam por 22% da demanda energética destinada à cocção.

A empresa estatal de eletricidade PLN também integra o rol de iniciativas nesse sentido, por meio da distribuição gratuita de fogões de indução, adaptação gratuita de fiações elétricas residenciais para que possam suportar a demanda elétrica de tais equipamentos e descontos tarifários.

PRECIFICAÇÃO DE CARBONO

A bolsa de carbono da Indonésia entrou em operação em setembro de 2023, tendo registrado, em seu primeiro pregão, volume de negócios correspondente a USD 1,8 milhão. Nos pregões subsequentes, contudo, não houve volume de negócios

significativo, em razão da ausência de demanda. O já mencionado "think tank" IESR avalia que, para fortalecer o mercado indonésio de créditos de carbono, o governo deste país deve oferecer mais incentivos para que empresas privadas adquiram tais créditos, o que concorreria para a liquidez do mercado.

"BONDS" VERDES

O mercado indonésio de "bonds" verdes atingiu volume de negócios recorde de USD 7,6 bilhões em 2022. A Bolsa de Valores da Indonésia estima que o número de investidores domésticos e estrangeiros nos "bonds" verdes locais foi superior a 10 milhões em 2023. Como país muçulmano, o mercado de "bonds" verdes indonésio também conta com papéis observantes da "sharia", intitulado "Green Sukuk". Em 2022, a maioria dos "Green Sukuk" foram alocados em projetos relacionados a transportes (USD 680 milhões) e geração elétrica renovável (USD 405 milhões).

TRANSIÇÃO ENERGÉTICA PROVINCIAL - ESFORÇOS E PROGRESSO

As competências dos governos provinciais indonésios em matéria de desenvolvimento de projetos de energias renováveis foi ampliada pelo Decreto Presidencial N° 11/2023. Às províncias agora incumbe supervisionar o uso de biomassa e biogás, gerenciar projetos específicos e implementar políticas de conservação energética. Além disso, as províncias agora dispõem de competência para ordenar despesas em projetos de biocombustíveis e energia geotérmica.

Das 38 províncias indonésias, 30 contam atualmente com arcabouços normativos concernentes a planejamento energético. Em 2023, sete províncias superaram suas metas para 2025 de ampliação da capacidade instalada de geração por fontes de energia renováveis: Sumatra Setentrional, Sumatra Meridional, Bangka Belitung, Java Ocidental, Gorontalo, Sulawesi Meridional e Maluku. Os resultados certamente foram favorecidos pela execução de amplos projetos energéticos, sobretudo hidrelétricos e geotérmicos, nas mencionadas províncias.

COOPERAÇÃO INTERNACIONAL

O Ministério de Energia e Recursos Minerais deu início, em janeiro de 2024, a discussões interministeriais visando à preparação do "Roadmap for 2050 Coal Phase Out", que prevê a descontinuação da geração elétrica a carvão na Indonésia. O roteiro integra rol de exigências do Decreto Presidencial 112/2022.

A "Just Energy Transition Partnership" (JETP), iniciativa multilateral com o objetivo de descontinuar o uso de combustíveis fósseis, ambiciona aportar USD 20 bilhões (financiamento público e privado) para viabilizar a substituição do carvão por energias renováveis na matriz energética indonésia. A parceria foi estabelecida em novembro de 2022, na Cúpula de Chefes de Estado do G20 (Bali), entre o PR Joko Widodo e o "International Partners Group" (IPG) liderado pelos EUA e pelo Japão. Dados do IESR indicam que a transição energética indonésia demandará recursos da ordem de USD 30-40 bilhões anuais até 2050.

As metas acordadas pela JETP e pelo governo indonésio para 2050 contemplam limite anual de emissões de gases de efeitos estufa pelo setor elétrico deste país correspondente a 290 milhões de toneladas de CO₂ equivalentes; aceleração na implementação de projetos de energias renováveis, a fim de que elas contribuam com pelo menos 34% da geração elétrica indonésia em 2050; e conceber estratégia para zerar as emissões do setor elétrico deste país no mesmo ano.

Nesse contexto, foi lançado, em fevereiro deste ano, o "JETP Comprehensive Investment and Policy Plan" (CIPP), cujas metas estão alinhadas com as do Plano Nacional de Desenvolvimento Elétrico 2023-2042 e com os compromissos acordados na Cúpula de Chefes de Estado do G20 de 2022. Paralelamente a tais desdobramentos, o Conselho Nacional de Energia atualizou suas diretrizes para que elas estejam de acordo com a meta de neutralidade de carbono até 2060.

Ademais da JETP, a Indonésia firmou diversos instrumentos bilaterais e integra processos que regulam, exclusivamente ou não, temas relacionados à transição energética. Dentre tais iniciativas, destacam-se as seguintes:

- Memorando de Entendimento Indonésia-Japão de Cooperação sobre a Realização da Transição Energética, assinado em janeiro de 2022;
- Diálogo de Alto Nível Indonésia-China, cuja última reunião ocorreu em setembro de 2023;
- Programa de Parceria Energética Indonésia-Dinamarca, estabelecido em 2020; e
- Memorando de Entendimento Indonésia-Austrália sobre Cooperação no Desenvolvimento de Ecossistema para Veículos Elétricos, assinado em novembro de 2023.

Japão

MATRIZ ENERGÉTICA E OBJETIVOS CLIMÁTICOS

A condição de país pobre em recursos energéticos e a consequente elevada razão de dependência externa são fatores determinantes da equação estratégica do Japão. O acelerado crescimento econômico do Pós-Guerra e a exaustão das reservas de carvão levaram a autossuficiência energética japonesa, que chegou a atingir cerca de 60%, em 1960, a cair de forma importante em anos recentes. A isso somou-se o importante fator restritivo à produção doméstica de energia decorrente do acidente nuclear na central de Fukushima-Daiichi (2011).

Desligamento do parque nuclear que se seguiu àquele episódio forçou redução na razão de autossuficiência japonesa de 20,2% (2010) a 6,3% (2014), menor valor da série histórica. Criação subsequente de programa de incentivo às fontes renováveis fez essa variável passar a 13,3% (2022), patamar ainda inferior ao de outras grandes economias importadoras de energia, como Coreia do Sul (18%), Espanha (30,5%) e Alemanha (35,3%). Programa de religamento paulatino das centrais termonucleares tem avançado com dificuldades e introduz fator de incerteza no planejamento energético japonês.

Outro determinante da equação energética local são os compromissos internacionais assumidos por Tóquio na área climática. Em sua 8ª Comunicação Nacional e no 5º Relatório Bienal sob a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (UNFCCC), submetidos em dezembro de 2022, o Japão admite que "o processo de atingimento da neutralidade de climática até 2050 e da meta de redução de 46% nas emissões até o ano fiscal de 2030 (ano-base e 2013) certamente não será fácil". É ainda significativo o grau de participação das fontes fósseis na matriz energética - 83,5%, em dados de 2022 -, e o principal vetor energético importando continua a ser o petróleo (36,2% na matriz energética), seguido pelo carvão mineral (25,8%) e pelo gás natural liquefeito (21,5%). A participação da fonte nuclear caiu de 11,2% a 2,6%, entre 2010 e 2022, ao passo que as energias renováveis passaram de 7,7% a 13,9%.

Segundo tem defendido o governo japonês, fatores como o relevo acidentado e a elevada densidade populacional reduzem a disponibilidade áreas voltadas à produção de energia solar, eólica e de biomassa. Nesse mesmo sentido, a sismologia japonesa vem impondo limites à capacidade de expansão da fonte nuclear. Na visão local, o processo de transição energética passaria, portanto, pelo desenvolvimento da cadeia de suprimento global de vetores energéticos climaticamente neutros e pela utilização máxima da capacidade renovável endógena. Objetivos aniculares dessa estratégia são a manutenção dos custos da energia em patamares compatíveis com o de outros países industrialmente avançados e a manutenção do risco de ruptura no fornecimento, por motivos geopolíticos e outros, em patamares aceitáveis.

PLANEJAMENTO ENERGÉTICO

O Japão tem comunicado sua estratégia energética por meio de "Planos Básicos de Energia", cuja sexta e última edição foi lançada em outubro de 2021. O documento fornece perspectiva de médio e longo prazos para a descarbonização do setor energético, à luz de conceito local que determina equilíbrio entre os objetivos de promover a "segurança operacional", a "estabilidade energética", a "eficiência econômica", a "sustentabilidade ambiental" no suprimento energético ("S+3E", na sigla em inglês).

De forma importante, o 6º Plano Básico projeta metas para a participação de diferentes fontes na matriz elétrica. Projeta também que o consumo de eletricidade no Japão cairá cerca de 10%, no horizonte 2030, induzido por ganhos de eficiência energética e pela fraca dinâmica populacional. A taxa de dependência da importação de energia, em cenário otimista, é definida em 30% daquela data, ao passo que a redução de emissões do setor elétrico alcançaria 45%.

O Plano define também metas para a contribuição das diferentes fontes nas matrizes energética e elétrica. As fontes fósseis continuariam a corresponder à maior parte da energia consumida no Japão (68% em 2030), mas observariam recuo maior no caso da matriz elétrica (41%). Sempre no caso da geração elétrica, as fontes renováveis passariam a ocupar lugar de destaque (36-38%), lideradas pela geração solar (14-16%); hidroeletricidade (11%), eólica (5%); biomassa (5%) e geração geotérmica (1%). Hidrogênio e amônia corresponderiam, conjuntamente, a cerca de 1% da matriz elétrica total.

O governo japonês anunciou que promoverá, ao longo do ano corrente, sétima revisão do Plano Básico. Espera-se que o Ministério da Economia, Comércio e Indústria (METI) submeta minuta final do documento ao Conselho de Ministros, antes das eleições legislativas previstas para setembro. Embora seja improvável que a ambição japonesa em matéria de mitigação venha a ser alterada, especialmente aquelas voltadas à descarbonização da indústria, espera-se que programas de investimento em tecnologias renováveis sejam detalhados no novo plano.

POLÍTICA BÁSICA PARA A REALIZAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO VERDE ("GX")

Em anos recentes, o Japão tem acompanhado o acirramento do ambiente competitivo global com vistas ao financiamento da transição energética, no contexto do lançamento dos programas "Inflation Reduction Act" pelos EUA e REPowerEU pela União Europeia. Com vistas a manter a atratividade do ambiente nacional aos investimentos na área e aumentar a coerência entre os diferentes programas públicos lançados na última década e as metas climáticas, adotou-se, em fevereiro de 2023, a Política Básica para a Realização da Transformação Verde ("GX"). Os objetivos dessa política em termos de expansão da capacidade instalada de cada fonte foram transcritos do 6º Plano Básico de Energia (conforme mencionei no parágrafo oitavo).

Principal proposta da GX é induzir surto de investimentos públicos e privados da ordem de 150 trilhões de ienes (aprox. USD 1 trilhão) ao longo da próxima década, nos diferentes vetores tecnológicos afetos à transição. Desse total, 50 trilhões de ienes

seriam destinados a estimular a oferta por meio do aumento da disponibilidade de energias limpas, investimentos na rede de distribuição de energia e criação de capacidades em áreas de fronteiras, como hidrogênio, amônia, novos reatores nucleares, CCUS e outros. Os investimentos pelo lado da demanda, como a descarbonização de processos industriais, o isolamento de residências e o desenvolvimento da indústria automotiva mobilizariam o outros 100 trilhões de ienes em recursos públicos e privados.

A GX forneceu mais clareza a respeito dos meios de financiamento a serem alocados. No período de vigência da política, o governo do Japão comprometeu-se a captar até 20 trilhões de ienes (aprox. USD 130 bilhões) por meio da emissão de títulos soberanos sustentáveis ("Japan Climate Transition Bonds"). A GX delineou também intenção de instituir, no horizonte de 2026, sistema de precificação de carbono no mercado doméstico, conforme sistema "cap-and-trade". Terceiro instrumento de financiamento transversal das fontes renováveis previsto é a venda de cotas de emissões aos geradores de eletricidade, política a ser implementada a partir de 2033. Prevê-se, por fim, o pagamento de taxa específica para a importação de fontes fósseis, a ser aplicada a partir de 2028.

Primeiro passo na materialização da GX foi a realização do primeiro leilão de "Japan Climate Transition Bonds", em fevereiro último, com oferta de 1,6 trilhão de ienes (aprox. USD 11 bilhões) em bônus com vencimento entre 5 e 10 anos. A operação foi considerada bem-sucedida ao atrair demanda cerca de três vezes maior do que a oferta e o rendimento negociado para os títulos sustentáveis esteve ligeiramente abaixo daquele obtido em leilões tradicionais, confirmando a possibilidade de que o mercado venha a pagar "prêmio" para financiar a política GX. Segundo analistas de mercado, inclusão dos investimentos em cogeração no programa japonês - tecnologia que muitos reputam prejudicial ao clima - teria reduzido o apetite de parte dos investidores.

Outra iniciativa de financiamento transversal digna de nota foi a criação do Fundo Japonês para a Inovação Verde. O programa é operado pela Organização de Desenvolvimento de Novas Energias e Tecnologias Industriais (NEDO, na sigla em inglês) e contava, em julho de 2023, com 3 trilhões de ienes (USD 20 bilhões) em recursos orçamentários. Foram priorizadas 18 áreas de pesquisa relacionadas à transição energética, principalmente projetos dedicados a tornar comercialmente viáveis tecnologias experimentais ligadas à cadeia do hidrogênio e da amônia, células de combustível, captura e utilização de carbono, entre outros.

AVALIAÇÃO POR CADEIA TECNOLÓGICA

- Hidrogênio de baixa emissão

É importante o movimento japonês no sentido de viabilizar o uso do hidrogênio e da amônia na cogeração termelétrica. O 6º Plano Básico fala na intenção de elevar a 30% a participação do hidrogênio como combustível em usinas hoje alimentadas com gás natural; e a 20% a participação da amônia na geração de energia a partir do carvão, até 2030. Dificuldade local em definir data para o desligamento definitivo das centrais a

carvão cria flanco para ataque daqueles que defendem o abandono dessa tecnologia como medida emergencial para o atingimento das metas climáticas.

Primeiro país a lançar estratégia para o hidrogênio (2017), o Japão perdeu posição de proeminência com o lançamento recente de programas ambiciosos na área, principalmente, em países europeus. Para reverter tal quadro, a GX introduziu no arcabouço legal japonês a modalidade dos leilões de contratos por diferença (CFD, na sigla em inglês) como mecanismo principal para incentivar investimentos na produção de hidrogênio e amônia de baixa emissão. O METI anunciou disposição em destinar a esse programa cerca de 460 bilhões de ienes USD 3 bilhões), nos próximos 5 anos, e 3 trilhões de ienes (USD 20 bilhões), em 15 anos. A GX fala na realização de 7 trilhões de ienes (USD 45 bilhões) em investimentos público-privados para desenvolver essa cadeia produtiva, até 2030.

O Japão planeja aumentar o suprimento doméstico de hidrogênio em 50% em relação ao nível atual, chegando a três milhões de toneladas em 2030 e a 20 milhões de toneladas em 2050. Para atingir tal objetivo, desenhou-se esquema de leilões de grande escala voltados a atores domésticos e internacionais, em moldes análogos aos já desenvolvidos pela Alemanha (H2Global). Espera-se que o processo de inscrições no programa japonês seja lançado ao longo do próximo verão setentrional, após aprovação parlamentar, e que primeiro projeto seja selecionado até o fim do ano corrente. Segundo indicado pelo METI, parâmetro para a escolha dos projetos seria a pegada de carbono máxima de 3,4 kgCO₂/kg de hidrogênio, independentemente da fonte. Para que se tornem atraentes, os contratos de compra antecipada de hidrogênio serão equalizados, pela via de subsídios, ao preço praticado no mercado de gás natural liquefeito. No caso da amônia, a referência será o preço do carvão mineral.

Na frente da pesquisa e desenvolvimento, a NEDO, por meio do Fundo para Inovação Verde, tem destinado recursos para projetos de demonstração de navios transportadores de hidrogênio líquido e também motores para navios de emissão zero usando hidrogênio e amônia. Protótipo japonês de navio transportador de hidrogênio líquido está em serviço desde 2019 vem fornecendo dados para a possível construção de cargueiro dedicado ao transporte em grande escala desse material. Protótipos de navios movidos a amônia estariam planejados para iniciar operações de demonstração em 2026. Já aqueles movidos a hidrogênio iniciariam operações de demonstração em 2027.

- Energia solar

Iniciativa legislativa fundamental para a expansão dos investimentos em energia solar foi a "Lei sobre Medidas Especiais Relativas à Aquisição de Eletricidade de Fontes Renováveis de Energia por Empresas de Eletricidade", instituída, em 2011, na esteira do acidente de Fukushima. O governo mobilizou recursos para reformar esquema de incentivo aos investimentos em energias renováveis ("Feed-in Tariff", ou FIT) que logrou reduzir o risco e o custo dos investimentos. Sob esse programa, as concessionárias de energia elétrica passaram a comprar eletricidade gerada por fontes renováveis a preços

fixos subsidiados, em contratos com duração de 20 anos. Os usuários finais, por sua vez, passaram a pagar sobretaxa para cobrir parcialmente o custo mais alto da energia renovável. Com isso, logrou-se dobrar a capacidade instalada da fonte solar, entre 2015 (35 GW) e 2021 (74 GW).

Em abril de 2022, com vistas a evitar investimento excessivo na fonte solar, o governo japonês pôs fim aos leilões sob o esquema FIT e anunciou novo programa que subsidia a geração solar pelo lado da venda ("Feed-in Premium", ou FIP). O esquema permite que geradores de fontes renováveis recebam prêmio sobre a venda da eletricidade, que varia em base mensal conforme o preço final da energia negociado no mercado "spot". Primeiro leilão de energia fotovoltaica realizado sob essa modalidade foi realizado pelo METI em agosto de 2022.

Modalidade que tem atraído atenção de grandes empresas japonesas é a compra direta de energia limpa junto aos geradores (PPA, na sigla em inglês). Essa opção tornou-se mais atraente para geradores após a transição do esquema FIT, em que havia garantia do preço final pelo governo, para o FIP, em que o valor recebido varia conforme a oferta e a demanda, sem que haja piso. A possibilidade de firmar contratos de PPA a preço fixo e prazos alongados contribuiu, assim, para mitigar riscos e aumentar a previsibilidade dos novos investimentos. Há expectativa de que o governo amplie o acesso a esse tipo de contrato para consumidores médios, franqueando participação de empresas de porte médio no programa.

- Energia eólica onshore e offshore

Em que pese tenha a expansão dos investimentos em energia eólica sido facilitada pela introdução dos esquemas de contratos FIP e FIP, essa fonte permanece pouco importante no universo da matriz elétrica japonesa. Segundo a Associação de Energia Eólica do Japão, a capacidade instalada expandiu cerca de 600 MW, em 2023, totalizando 5,2 GW ao final do período. Documento intitulado "Visão do Japão para o Setor de Energia Eólica Offshore", lançado em dezembro de 2020, projetou o potencial da contribuição dessa fonte em 10GW, até 2030; e 30-45GW, até 2040.

A resistência de comunidades locais tem dificultado a instalação de aerogeradores "onshore" e, em alguns casos, levado ao remodelamento de projetos que redundam em menor capacidade de geração e de rentabilidade. Ainda assim, o governo comprometeu-se a fazer a participação dessa fonte saltar para 5% do fornecimento elétrico, até 2030 - em comparação com apenas 0,7%, em 2019.

O potencial do offshore, maior na costa ocidental da ilha de Honshu, permanece largamente inexplorado. Primeira rodada de leilões para a venda de blocos no mar territorial (aerogeradores apoiados no fundo marinho) foi realizada em dezembro de 2021. Até o fim de 2023, a capacidade instalada dessa modalidade foi cerca de 153 MW, com seis projetos realizados e 39 unidades geradoras construídas. Pesquisadores estimam que o potencial total do offshore japonês poderia ascender a 600 GW.

Em fevereiro último, o governo submeteu à Dieta projeto de lei que permitirá a instalação de parques eólicos na Zona Econômica Exclusiva (ZEE) japonesa. De forma a contornar potenciais conflitos, esquema de desenvolvimento da ZEE será estruturado em dois estágios. Primeiramente, o governo designará as áreas de interesse e emitirá licenças provisórias para exploração. Em seguida, os investidores formarão conselhos com a participação das comunidades interessadas, inclusive pescadores. Em caso de aprovação, haverá expedição de licença de exploração definitiva pelo poder público.

Pelo lado da pesquisa, o Fundo para a Inovação Verde destinou 34 bilhões de ienes (USD 230 milhões) ao desenvolvimento de turbinas e plataformas inovadoras. Segunda fase de financiamento destinará 85 bilhões de ienes (USD 570 milhões) para a demonstração de sistemas de flutuabilidade e transmissão de energia a partir das plataformas offshore, passo essencial para a viabilização da exploração da ZEE japonesa. Em desenvolvimento paralelo, em março último, foi lançada a Associação de Pesquisa sobre Tecnologias Eólicas Offshore Flutuantes (FLOWRA, na sigla em inglês), entidade que reúne representantes das principais empresas japonesas da área de energia e especialistas do meio acadêmico em torno do objetivo de reduzir os custos desse modal.

- Energia nuclear

A GX destacou o papel da energia nuclear como fonte incontornável da equação energética japonesa, por ser tecnologia capaz de garantir suprimento estável, economicamente vantajoso e climaticamente neutro. Em 2023, o governo Kishida comprometeu-se a utilizar o "máximo potencial" do nuclear e repisou objetivo de que essa fonte corresponda a cerca de 20% da matriz elétrica, no horizonte 2030. Movimentação recente à margem da COP 28 da UNFCC em torno da retomada da energia forneceu à indústria nuclear japonesa poderoso trunfo em prol do renascimento da energia nuclear neste país.

Apesar disso, o religamento do parque nuclear segue a passos lentos. Até o momento, dos 33 reatores tecnicamente aptos a operar - que conjuntamente têm capacidade para fornecer cerca de 25% da demanda elétrica nacional - apenas 12 foram de fato reiniciados. Resistência das comunidades locais e a necessidade de inspeções suplementares após o terremoto ocorrido em Noto, no início do ano corrente, têm gerado incertezas sobre o cronograma de outros cinco reatores que já contam com permissão para religamento. Há, além disso, três reatores de última geração em construção no Japão. Outros 27 reatores serão desmantelados, em seguimento ao acidente de 2011, por não atenderem a critérios técnicos de segurança.

Desde o lançamento do 6º Plano Básico de Energia, o Japão destinou 89 bilhões de ienes (aprox. USD 600 milhões) para o desenvolvimento de reatores inovadores. Já a GX prevê que o incentivo público para investimentos na cadeia nuclear chegue a 1 trilhão de ienes (aprox. USD 7 bilhões) em 10 anos. Etapa decisiva para a evolução do projeto nuclear japonês foi a aprovação pela Dieta, em 31 de maio de 2023, de legislação que permitiu o prolongamento da vida útil das centrais nucleares de 40 para 60 anos. A idade média dos reatores em operação no Japão atingiu 32,4 anos ao fim de 2023.

- Fertilizantes verdes

O Ministério da Agricultura, Silvicultura e Pesca do Japão (MAFF) lançou, em 2023, Estratégia para Sistemas Alimentares Sustentáveis e para uma Agricultura Climaticamente Neutra ("MIDORI"). O documento definiu objetivo de reduzir, até 2030, o uso de fertilizantes químicos em 30% e o uso de pesticidas em 10%. Objetivo associado é expandir em um milhão de hectares a agricultura orgânica, fazendo com que atinja um quarto da superfície agricultável japonesa.

Principais tecnologias avançadas pelo Japão como instrumentos para o atingimento de tais objetivos são a mecanização e o uso da agricultura de precisão. Reuso e reciclagem de recursos de origem orgânica também integram rol de iniciativas para a redução no uso de fertilizantes químicos. Em contatos com a Embaixada, o MAFF tem demonstrado interesse na experiência brasileira de plantio direto e desenvolvimento de bioinsumos em escala industrial.

– Biocombustíveis

A política japonesa voltada à promoção dos biocombustíveis esteve centrada, na última década, no atendimento de meta de descarbonização do setor de mobilidade. Desde 2012, a gasolina utilizada localmente é misturada com éter etil-terc-butílico (ETBE), bioaditivo produzido parcialmente a partir do etanol. Terceiro ciclo de revisão do programa japonês de biocombustíveis, válido para o período 2023-2028, fixou, como parâmetro mínimo, que o etanol utilizado na fabricação do ETBE utilizado no Japão tenha pegada de carbono equivalente a 55% do valor registrado para o combustível fóssil (gasolina).

As autoridades japonesas mantiveram, ademais, limite para que o programa utilize 824 milhões de litros de etanol - o equivalente a 1,9 bilhão de litros de ETBE - a cada ano. Estima-se que esse valor será mantido fixo no até março de 2028, o que resultará em taxa média de mistura de ETBE à gasolina da ordem de 2%. Cerca de um terço do ETBE consumido no Japão é produzido localmente a partir do etanol de cana-de-açúcar brasileiro, sendo o restante importado já finalizado dos EUA.

Em outra vertente, dar escala ao uso de combustíveis sustentáveis de aviação (SAF, na sigla em inglês) é uma das maiores apostas do governo japonês para alcançar suas metas de descarbonização. A GX prevê substituição com SAF, até 2030, de 10% do volume de querosene de aviação consumido no país, equivalente a demanda estimada em 1,7 bilhão de litros/ano. Em 2022, foi criado Conselho Público-Privado voltado à aceleração da implementação de políticas para o setor e estaria prevista a liberação de 1,2 trilhão de ienes (USD 8 bilhões) para apoiar investimentos na área. Os principais projetos para a produção de SAF (ATJ) no Japão foram anunciados pelas empresas Cosmo, Idemitsu e Taiyo Sekiyu, com produção combinada estimada em 940 milhões de litros/ano, a partir de 2030. É crescente o interesse de produtores brasileiros em habilitar-se para esse comércio, tendo os investidores japoneses demonstrado abertura a essa possibilidade.

- Biomassa

Impulso à utilização da biomassa na geração de eletricidade refere-se à fixação pelo METI de padrões de emissão mais exigentes para as termelétricas a carvão japonesas. Consequência direta disso foi o aumento do incentivo para que os operadores financiassem projetos de cogeração com misturas de fontes sustentáveis. Na última década, esse processo de conversão das termelétricas centrou-se no uso de "pellets" de madeira, fonte já utilizada em algum grau por cerca de metade das centrais a carvão japonesas.

Na última década, as importações japonesas de "pellets" cresceram exponencialmente, atingindo 5 milhões de toneladas em 2023 - aproximadamente 4% da oferta elétrica. A GX é conservadora quanto ao potencial de crescimento dessa fonte, estabelecendo o objetivo de que ocupe 5% da geração elétrica, até 2030.

Especialistas do setor estimam que a biomassa estaria bem posicionada como solução de transição caso ambição japonesa de viabilizar a cogeração com amônia e hidrogênio seja frustrada por desafios ligados ao custo. Da mesma forma, a biomassa poderia ser opção caso a retomada do parque nuclear não se materialize com o vigor esperado.

- Mobilidade elétrica

A GX define o apoio a ser destinado à transição energética da indústria automobilística em 34 trilhões de ienes (aprox. USD 230 bilhões), até 2030. Como outros países produtores, o Japão tenciona expandir a venda de veículos de última geração, nomeadamente, os elétricos (EV), os movidos a célula de combustível (FCV), os híbridos plug-in (PHEV) e os híbridos (HV). Por meio desse esforço, pretende-se aumentar a participação dos veículos de última geração nas vendas de carros de passeio novos a 70%, até 2030, e 100%, até 2035.

O Japão é um dos únicos países do mundo a ter desenvolvido e investido na tecnologia FCV, construída a partir de células de hidrogênio. Em que pese meta de contar com frota de 800 mil automóveis dotados dessa tecnologia, até 2030, as vendas vêm caindo e colocam em questão a possibilidade de avanços nessa área - menos de mil veículos desse tipo, todos produzidos pela Toyota, foram vendidos domesticamente no ano passado. As vendas de veículos puramente elétricos também permanecem pouco expressivas (cerca de 2% das vendas em 2023), o que se explica pelo baixo investimento das montadoras e lento progresso na instalação de estações de recarga.

A tecnologia que poderá impulsionar o mercado local, ao que tudo indica, será a dos híbridos "plug-in" - tecnologia que dominou 55% do mercado de automóveis novos no último ano. Tem ficado claro, em contatos com autoridades japonesas, que este país deseja manter postura de abertura aos diferentes vetores tecnológicos capazes de tornar o setor de transportes neutro em emissões, sem excluir a possibilidade de que os veículos a combustão interna continuem a ser ofertados. A possibilidade de eletrificação completa da frota japonesa é vista, nesse contexto, com ressalvas.

- Captura e depósito de carbono

A viabilização das tecnologias de captura e estoque de carbono (CCS, na sigla em inglês) seria pilar "indispensável para descarbonizar as usinas termelétricas ", segundo documentos oficiais japoneses. Em janeiro de 2023, o METI publicou documento intitulado "Mapa do Caminho de Longo prazo para o CCS", por meio do qual foi comunicada meta de desenvolver capacidade de armazenamento de 120 a 240 milhões de toneladas de CO₂/ano, no horizonte de 2050.

Em fevereiro último, o governo aprovou envio à Dieta de projeto de lei que estabelece marco legal das atividades de CCS em reservatórios geológicos. A lei regulamentará a outorga de permissões para perfurações experimentais, passo necessário à concessão futura de "direitos de estocagem". Também serão estipuladas diretrizes para o monitoramento dos reservatórios e serão definidos limites de responsabilização de empresas em caso de acidentes e danos ligados à nova atividade.

Conforme plano de ação constante da Política GX, o Japão planeja destinar até 4 trilhões de ienes (aprox. USD 30 bilhões) a projetos nessa área. As outorgas para que iniciem os primeiros projetos deverão ser concedidas pelo METI já em 2024 e decisão final de investimentos dos parceiros privados é esperada para 2026. Com isso, os primeiros reservatórios nas áreas terrestres e marítimas estariam operacionais em 2030. Custo de abertura para cada poço terrestre foi estimado em 5 bilhões de ienes (USD 30 milhões), e, no caso dos marítimos, em 8 bilhões de ienes (USD 50 milhões).

Entre 2012 e 2019, o METI e a NEDO lideraram a fase experimental do programa japonês na área de CCS. Localizado ao sul da ilha de Hokaido, o "Projeto de Demonstração de CCS de Tomakomai" capturou e armazenou, em dois aquíferos salinos "offshore", cerca de 300 mil toneladas de CO₂ coletados de refinaria operada pela empresa Idemitsu Kosan. Segunda fase de desenvolvimento do programa foi iniciada pela seleção, em junho de 2023, de outros sete projetos prioritários na área, seis deles localizados em regiões japonesas um na Malásia.

O Japão tem intensificado negociação com países da região com vistas a viabilizar contratos de CCS para estocagem das emissões japonesas. As tratativas avançam rapidamente com Malásia, Indonésia e Austrália. Paralelamente, o país tem articulado o debate regional em torno do tema, por meio do lançamento, em 2021, da Rede Asiática sobre CCS, integrada por Austrália, EUA e países da ASEAN.

PERSPECTIVAS PARA A RELAÇÃO BILATERAL

A condição de estrutural dependência da importação de fontes de energia traduz-se em oportunidade permanente para que o Brasil ocupe lugar privilegiado no fornecimento de soluções de baixo carbono ao Japão. Como visto, tanto na área de ETBE como de SAF, a capacidade brasileira de produzir biocombustíveis avançados, de forma estável, em grande volume e com baixa emissão deverá tornar-se fator crescentemente atraente.

O investimento de monta que o Japão fará na criação de cadeia robusta de hidrogênio em amônia também deverá criar articulação possível com a indústria de fertilizantes e com a estratégia brasileira para o hidrogênio verde. É forçoso sublinhar que os grandes

investidores japoneses não parecem ter-se despertado, até o momento, para o potencial dessa indústria no Brasil. Os leilões para a compra internacional de hidrogênio, que, ao que tudo indica, iniciarão neste ano, poderão criar oportunidade para que ofertas competitivas de empresas nacionais ganhem maior visibilidade local.

Malásia

1. CONTEXTO GERAL E RECURSOS NATURAIS DISPONÍVEIS

1.1. ENERGIAS FÓSSEIS

A Malásia, tradicional produtor de combustíveis fósseis, é atualmente um dos maiores exportadores de energia do Sudeste Asiático, graças às significativas reservas de petróleo e de gás natural em seu território, especialmente aquelas localizadas na sua Zona Econômica Exclusiva (ZEE). Atualmente, as exportações da Malásia correspondem a cerca de 7% do comércio internacional de gás natural, o que torna o país o quinto maior exportador do produto, após Austrália, Estados Unidos, Qatar e Rússia.

Segundo estimativas do governo da Malásia, as reservas de óleo e gás do país devem totalizar o equivalente a 6,9 bilhões barris de óleo equivalente (boe). A Petronas, companhia nacional de petróleo da Malásia, é o principal ator do mercado de óleo e gás malásio.

Em 2020, o gás natural foi responsável por 42,4% da matriz energética malásia, ao passo que petróleo bruto e produtos petrolíferos responderam por 27,3%, e o carvão contribuiu com 26,4%. Os produtos relacionados com a cadeia de valor do petróleo respondem por 31% do rendimento fiscal, enquanto as exportações de energia correspondem a 13% do valor total das exportações nacionais. De forma geral, o setor de energia contribui com cerca de 28% do PIB e emprega 25% da mão de obra total no país.

1.2. CAPTURA DE CARBONO

Caberia notar que, como outros tradicionais produtores de óleo e gás, a Malásia possui grande potencial para tecnologias de captura, utilização e depósito de carbono (CCUS, na sigla em inglês). A Agência de Petróleo da Malásia ("Malaysia Petroleum Management"), identificou mais de 46 trilhões de pés cúbicos (2,4 gigatoneladas) de capacidade potencial de armazenamento de carbono em 16 dos campos esgotados da Malásia.

1.3. ENERGIAS RENOVÁVEIS

Para além da produção de combustíveis fósseis, a Malásia possui potencial significativo para aumento de sua produção de energias renováveis. Com território localizado em zona equatorial, o que garante significativa incidência solar e importantes volumes pluviométricos, o sistema elétrico da Malásia, atualmente baseado em carvão, deverá tornar-se cada dia mais associado à energia solar e à energia hidrelétrica, notadamente no contexto de transição energética. Ademais, o principal produto agrícola malásio é o óleo de palma, importante fonte de biomassa, biocombustíveis e biogás.

Para solidificar os esforços nacionais, o governo decidiu estabelecer empresa de energias renováveis estatal, a Gentari. A nova companhia, 100% subsidiária da Petronas, é

resultado da expansão das unidades da petroleira responsáveis por investimentos em energia eólica, energia solar, hidrogênio verde e veículos elétricos.

1.3.1. ENERGIA SOLAR

As energias renováveis, incluindo fontes hidráulicas, solares e de bioenergia, participaram com apenas 3,9% da oferta total de energia em 2020. O governo avalia que apenas uma pequena fração do potencial produtivo em energias renováveis já foi concretizado, com pouco mais de 9 GW de capacidade instalada e mais de 95% de potencial técnico inexplorado. De acordo com estudos da Autoridade de Desenvolvimento de Energia Sustentável da Malásia (SEDA, na sigla em inglês), o potencial técnico de energia solar fotovoltaica é estimado em 269 GW.

1.3.2. ENERGIA HIDRELÉTRICA

As capacidades de produção de energia hidrelétrica também são amplas, particularmente nos estados da Malásia insular, em Bornéu. Estimativas governamentais avaliam que o potencial total para hidrelétricas na Malásia é de mais de 16 GW, com cerca de 10 GW no estado de Sarawak, 1 GW em Sabah e 5 GW na Malásia peninsular. Em conjunto com a energia solar, a energia hidrelétrica é considerada o principal vetor para transição energética na Malásia. É também a principal fonte de energia dos atuais projetos de produção de hidrogênio.

1.3.3. HIDROGÊNIO DE BAIXA EMISSÃO

Tendo em conta que a maior parte do potencial de energias renováveis está localizado distante das principais áreas urbanas, a Malásia pretende associar eventuais excedentes de geração com a produção de hidrogênio e amônia de baixa emissão. As estimativas das autoridades nacionais são de que o setor de hidrogênio poderá contribuir com mais de USD 10 bilhões para o PIB da Malásia e criar 45.000 empregos até 2030. A expectativa de crescimento da demanda por energia na Ásia e na Oceania cria incentivos para formação de "hubs" de produção e exportação de hidrogênio de baixa emissão.

1.3.4. MOBILIDADE ELÉTRICA E BIOCOMBUSTÍVEIS

Em relação à mobilidade verde, o governo adota estratégias de aumento das misturas de biodiesel, para veículos pesados, e de eletrificação, para veículos leves. O biodiesel produzido com base em óleo de palma (principal produto agrícola da Malásia) atende à demanda de mistura B10 e é também exportado. O setor está bem consolidado, com expectativa do aumento do mandato de mistura de biodiesel para 20% em todo o país (atualmente o mandato é válido somente para algumas regiões) nos próximos anos, assim como expectativa de aumento para mandato B30, até 2030. Ademais, o potencial total para produção de energia elétrica com recursos biológicos, incluindo biomassa, biogás e resíduos, é calculado em 3,6 GW.

Já no que toca à eletrificação, o número de veículos elétricos (VEs) vendidos na Malásia aumentou significativamente ao longo dos anos. Em 2021, apenas 278 unidades foram vendidas. Esse número aumentou para 10.159 unidades em 2023. Em três anos, foram

vendidos 13.068 veículos elétricos. O volume total de vendas do setor para 2023 foi de quase 800 mil unidades, o que significa que as vendas totais de VEs contribuíram com 1,27% das vendas de veículos. Os veículos eletrificados (VE e híbridos) contribuem com 4,76% desse número.

2. POLÍTICAS NACIONAIS 2.1.

HISTÓRICO

Cumpre notar que a Malásia tem adotado política prudente no tema de transição energética, estabelecendo metas factíveis e realistas para expansão de sua capacidade produtiva de energias renováveis. A Política Nacional de Renováveis de 2010 e o Ato de Energias Renováveis de 2011 foram as principais políticas para o tema até o período recente. Naquele momento, foi estabelecida meta de que 25% da capacidade instalada para geração de eletricidade fosse renovável, até 2025. Esse objetivo foi atingido já em 2023, alavancado pela expansão da capacidade produtiva em energia solar, o que levou a definição de novo objetivo de que 31% da capacidade instalada seja baseada em energias renováveis, até 2025.

No entanto, persistem desafios para aumento do uso dessas fontes. A grande capacidade instalada, notadamente nas áreas de energia solar e hidrelétrica, é afetada por variações climáticas, o que dificulta a maior contribuição do setor renovável para os sistemas elétricos. A preponderância do setor de óleo e gás na economia nacional, associada às baixas oportunidades para produção de energia eólica, são apontados também por analistas como outros fatores que impactam a expansão efetiva da contribuição de energias renováveis para a matriz energética malásia.

2.2. CONTRIBUIÇÕES NACIONALMENTE DETERMINADAS

Em 2021, a Malásia revisou suas metas de Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDCs, na sigla em inglês), com objetivo de reduzir, até 2030, a intensidade das emissões de gases de efeito estufa em 45% em relação ao PIB, em comparação com os níveis de 2005. Em seguida, foi publicada a Política de Energia Nacional para 2022-2030, que representou marco no aumento das ambições em transição energética. O documento foi o primeiro a estabelecer metas abrangentes para diversos setores, assim como a realizar avaliação criteriosa do potencial produtivo do país.

2.3. PLANO NACIONAL DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

Em 2022, com a volta ao poder da coalizão Pakatan Harapan (da qual faz parte o atual primeiro-ministro Anwar Ibrahim), que lidera o "governo de união nacional", reforçou-se a política de transição energética malásia. Em linha com tais aspirações, o governo da Malásia publicou, em 2023, o seu primeiro Plano Nacional de Transição Energética ("National Energy Transition Roadmap: Energising the Nation, Powering our Future" - NETR), documento programático para promoção de agenda de crescimento sustentável e de uso de energias limpas. O programa prevê que tais fontes, que contribuem hoje com cerca de 4% da matriz energética da Malásia, passariam a responder por 17% da oferta de energia, em 2040, e 22%, em 2050.

2.4. METAS DO PLANO NACIONAL DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

O Plano determina metas ambiciosas para expansão da capacidade instalada para 2040 e 2050. Em 2040, sob a lógica de "Nação de Baixo Carbono", a capacidade instalada de usinas a carvão seria equivalente a 19% do total, enquanto a de energias renováveis atingiria 41%. A política indica que a transição energética da Malásia deverá ser fortemente apoiada pelo uso de gás natural. Responsável atualmente por 43% da matriz, o Plano prevê que essa fonte represente 56% da oferta de energia malásia em 2050.

As metas para 2050 incluem a restrição de novos investimentos em usinas de carvão e o aumento da capacidade instalada para energias renováveis, atingindo 70% do total. A produção de hidrogênio verde deverá chegar a 2,5 milhões de toneladas por ano e a de biocombustíveis, a 3,5 bilhões de litros. A bioenergia seria responsável por geração de 1,4 GW por ano.

Em relação ao setor de transportes, prevê-se que 80% da frota de carros leves e motos seria eletrificada. O gás natural liquefeito (GNL) responderia por 25% dos combustíveis para transporte marítimo e a mistura de combustível de aviação sustentável (SAF, na sigla em inglês) no diesel de aviação seria de 47%. Ademais, seria aplicado mandato de mistura B30 de biodiesel e o gás natural liquefeito teria 25% do mercado de combustíveis para transporte marítimo.

Por fim, a capacidade de armazenamento de carbono alcançaria 15 milhões de toneladas métricas por ano, até 2030, e entre 40 e 80 milhões de toneladas métricas por ano, até 2050, com desenvolvimento de três "hubs" de captura.

Nesse cenário, a participação do petróleo na matriz, que é estimada em 35% em 2023, passaria para 21% em 2050. O uso de carvão seria gradativamente restrito, representando somente 1% da oferta em 2050.

De acordo com o prognóstico apresentado no documento, as emissões de gases de efeito estufa do setor de energia seriam reduzidas em 32%, em comparação com os níveis de 2019. As emissões per capita, por sua vez, passariam dos atuais 7,9 milhões de toneladas de dióxido de carbono para 4,3 milhões.

2.5. NECESSIDADES DE INVESTIMENTO ASSOCIADAS AO PLANO NACIONAL DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

O Plano prevê que a Malásia necessitará de investimentos em valor entre MRY 1,2 trilhões e 1,3 trilhões para atingir tais objetivos (aproximadamente USD 260 a 280 bilhões). Desse total, 18% do financiamento seria voltado para energias renováveis e para a mobilidade verde. Tais investimentos incluem a expansão das capacidades em energia solar e em energia hidroelétrica, assim como o reforço da infraestrutura da rede, a expansão dos transportes públicos e a ampliação da produção doméstica de veículos elétricos.

2.6. AVALIAÇÃO DO PLANO NACIONAL DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

As propostas reforçam o consenso entre especialistas acerca das possibilidades limitadas de uso de energia eólica no país. No entanto, sublinham o potencial para uso de energia solar e de energia de biomassa, com base nos resíduos da produção de óleo de palma. Por fim, a atenção dada à eletrificação do setor de transportes vai ao encontro das movimentações do governo para se afirmar como destino de novos investimentos produtivos de empresas do setor.

3. "HUB" DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA DE SARAWAK

O estado de Sarawak, localizado na ilha de Bornéu, é o principal centro de geração e de investimentos em energia na Malásia, incluindo para projetos de transição energética. O estado insular possui significativos recursos naturais e apresenta baixos custos para produção de energia, além de já ser um centro tradicional nas áreas de óleo e gás e petroquímica. Cumpre notar, ainda, que o estado possui maior grau de autonomia em relação ao governo central do que os outros membros da federação, o que possibilita maior flexibilidade e dinamismo na atração de investimentos. Tanto o governo estadual como o federal encampam projeto de transformar Sarawak no maior centro de produção e exportação de energia limpa para o Sudeste Asiático.

A área de Bintulu, tradicional centro petroquímico, deverá hospedar três instalações industriais de fabricação de hidrogênio com base em energias renováveis, a partir de investimentos japoneses (Eneos Corporation), australianos (H2X Global), franceses (Thales New Energy) e sul-coreanos (Samsung, POSCO e Lotte Chemical). A principal fonte de abastecimento desses polos será a energia hidrelétrica.

Igualmente, a Gentari anunciou a assinatura de acordo com a Corporação de Desenvolvimento Econômico de Sarawak (SEDC, na sigla em inglês), para o desenvolvimento de planta centralizada de fornecimento hidrogênio verde no estado, intitulado "Sarawak H2 Hub". As duas empresas deverão concentrar o suprimento de hidrogênio verde para atividades industriais a serem instaladas no polo químico e industrial de Bintulu. A Gentari também deverá ter responsabilidade por coordenar e dar suporte a plantas de produção do combustível na região.

A Petronas e a companhia "Sarawak Petchem", de propriedade do governo daquele estado, irão também realizar estudos de viabilidade com vistas à implantação de fábrica de amônia "azul" (gerada com base em gás natural) na ilha, com investimentos totais na escala de cerca de USD 1 bilhão. De acordo com expectativas do governo de Sarawak, o conjunto de projetos de transição energética ao redor do porto de Bintulu deve movimentar valores superiores a USD 4 bilhões.

4. PARCERIAS INTERNACIONAIS

4.1. INVESTIMENTOS MALÁSIOS NO EXTERIOR

Em termos de investimentos estrangeiros da Malásia em outros países, na área de energia renovável, caberia destacar a atuação da Gentari, empresa subsidiária da Petronas. Para além dos investimentos na Malásia, a companhia adquiriu ativos em energia solar da empresa alemã Wirsol na Austrália, com custos estimados em cerca de

USD 1 bilhão. Anunciou também parceria com indiana ReNew, para investimentos em instalações eólicas e solares com capacidade de 5GW na Índia. A estratégia de aquisição e investimentos em outros países segue lógica de que tais projetos serão fundamentais para cumprimento das metas de descarbonização internas do grupo Petronas.

4.2. INVESTIMENTOS JAPONESES NA MALÁSIA

O Japão é tradicionalmente o maior importador de gás natural da Malásia e entidades japonesas têm longo histórico de cooperação com empresas malásias no setor energético. A Eneos, investidora no projeto de produção de hidrogênio em Bintulu, é também parceira em projeto de produção de biomassa com algas em Sarawak.

As companhias japonesas também se associam a empresas europeias para promoção de investimentos conjuntos em transição energética. A "Japan Organization for Metals and Energy Security (JOGMEC)", a JAPEX e a Mitsui desenvolveram projeto para captura de carbono em campos "off-shore" esgotados do litoral de Sarawak, que conta também com colaboração da TotalEnergies. Um dos aspectos da iniciativa é a expectativa de que campos na Malásia sejam depósitos de CO₂ emitidos na área de Tóquio e posteriormente liquefeitos. Já a "start-up" japonesa de biotecnologia Euglena, em associação com a companhia italiana Eni e com a Petronas, liderará projeto de construção de biorrefinaria de combustível de aviação sustentável (SAF) e biodiesel no mesmo estado.

4.3. INVESTIMENTOS CHINESES NA MALÁSIA

A China, por sua vez, tem sido grande investidora na área de energia solar e de mobilidade verde. Os grupos chineses buscam aproveitar a disponibilidade de terras raras no norte da Malásia para fornecimento de matéria-prima em projetos industriais. A "China Hydropower", companhia subsidiária da estatal PowerChina, deverá contribuir para desenvolvimento de produção de hidrogênio com base em energia solar no estado de Perak, ao norte da Malásia peninsular. Em região próxima, a Risen Energy também instalou manufatura de placas solares. Já a LONGi Green Energy, produtora de placas fotovoltaicas, possui planta na região de Kuala Lumpur. A principal empresa automotiva malásia, a Proton, estabeleceu joint-venture com a montadora chinesa Geely, com vistas à instalação de fábricas de veículos elétricos na Malásia.

5. POSSIBILIDADES DE PARCERIAS COM O BRASIL

As três áreas já identificadas pela Embaixada com maiores possibilidades de parceria com o Brasil são: (i) projetos de energia eólica e hidrogênio no Brasil; (ii) ações conjuntas no setor de captura de carbono; e (iii) biocombustíveis.

5.1. ENERGIA EÓLICA, ENERGIA SOLAR E HIDROGÊNIO

Como já indicado, as grandes empresas de energia malásias desenvolveram planos internos de transição energética, que muitas vezes envolvem geração de energia renovável em outros países. A Yinson, uma das maiores construtoras de navios-plataforma de petróleo do mundo, com grandes negócios na área de óleo e gás do Brasil,

adquiriu duas unidades de energia eólica no estado do Ceará, com potencial de geração de 486 MW. A Gentari, por sua vez, já manifestou forte interesse na produção de energia eólica e de hidrogênio no Brasil, país que reúne, em sua avaliação, todos os grandes atores da indústria de energias limpas. Segundo a empresa, o Brasil apresenta os três fatores mais relevantes para suas decisões de investimentos: (i) mercados de energia abertos ou semiabertos; (ii) alta demanda doméstica; e (iii) significativa capacidade de produção. Com vistas a promover investimentos das principais empresas malásias no Brasil, recebi o CEO da Gentari, Sushil Purohit, para almoço de trabalho em dezembro passado. Igualmente, facilitei a realização de reunião entre executivos da Yinson e o BNDES, que incluiu discussão sobre mercado de energias renováveis brasileiro.

5.2. CAPTURA DE CARBONO

No caso das ações conjuntas no setor de captura de carbono, cumpre notar o interesse da Petronas em cooperar com a Petrobras a respeito do tema. Executivos da companhia já indicaram haver oportunidades para desenvolvimento conjunto de projetos, no contexto de aproximação entre as duas companhias nacionais de petróleo. A empresa malásia, que entrou no mercado de exploração de óleo e gás brasileiro em 2019, tem investido de forma robusta nos campos do pré-sal e sublinha, em vários momentos, a vontade de atuar em conjunto com a Petrobras em áreas de tecnologia de ponta. Para além do estreito contato com executivos da Petronas, a Embaixada fomentou aumento do diálogo da estatal malásia com a Petrobras. Venho sugerindo a adoção de um Memorando de Entendimento entre as duas empresas.

5.3. BIOENERGIA

Embora seja grande produtor de biocombustíveis e o segundo maior produtor mundial de óleo de palma (uma das matérias-primas com maior eficiência para o desenvolvimento dos biocombustíveis), a Malásia ainda não tem políticas para bioenergia tão estruturadas e densas quanto a brasileira, principalmente na área de etanol. Nesse contexto, o aprofundamento do diálogo, nas arenas bilateral e multilateral, pode resultar no desenvolvimento do programa malásio e, consequentemente, em atuação mais vocal em favor da importância de biocombustíveis para a transição energética global. Apresenta oportunidades, ainda, para desenvolvimento de tecnologias inovadoras para transporte marítimo e aéreo. Nesse sentido, promovi encontro entre autoridades do MME e do Ministério de Plantações (responsável pela política de biocombustíveis). Em seguimento a convite feito pela Índia, discuti também com o governo malásio a possibilidade de a Malásia se juntar à Aliança Global para os Biocombustíveis.

5.4. DIÁLOGO BRASIL-MALÁSIA SOBRE ENERGIA

No campo político, cumpre notar que o vice-ministro de Investimento, Comércio e Indústria da Malásia, em jantar que ofereci na Residência, sublinhou o interesse de que Brasil e Malásia estabeleçam mecanismos de diálogo contínuo sobre energia, tendo em conta a relevância da presença de empresas malásias no Brasil, notadamente da Yinson e da Petronas, assim como as oportunidades de inversões em projetos de energias

renováveis. O vice-ministro visitará Brasília e Rio de Janeiro, no período de 19 a 23 de maio.

Noruega

A Noruega estabeleceu metas para a redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE) e para o estabelecimento de uma sociedade com baixas emissões até 2050. Em 2017, o país se comprometeu a reduzir suas emissões em pelo menos 50% até 2030, em comparação com os níveis de 1990.

Sendo país rico em energia fóssil e hidrelétrica, a Noruega encontra-se em situação financeira adequada para implementar a transição energética. A Noruega é o sétimo maior produtor de gás natural do mundo, fornecendo 3% do consumo global, e sua atividade petrolífera responde por cerca de 2,3% da produção mundial de petróleo. O país conta com vultosa renda derivada do petróleo para subvencionar iniciativas de transição energética. Além disso, a fonte hídrica cobre 92% da produção de eletricidade.

A Noruega tenciona liderar a descarbonização nos setores de veículos elétricos, captura e armazenamento de carbono (CCS), hidrogênio e embarcações navais com sistema misto de propulsão. Como parte do acordo sobre o Espaço Econômico Europeu, participa do mercado interno de energia da União Europeia. O país mantém acordo com a UE para participar na legislação climática comum para o período 2021-2030, abrangendo o Regime de Comércio de Emissões (RCLE-UE); o Regulamento Partilha de Esforços (RPE) para emissões não abrangidas pelo RCLE; e a regulação do uso da terra, da mudança do uso da terra e da silvicultura (LULUCF). A Noruega planeja continuar a seguir no nível nacional o pacote "Fit for 55" da UE (perspectiva de redução de 55% de emissões até 2030).

A Noruega foi um dos primeiros países a estabelecer a cobrança de imposto sobre o carbono, em 1991, abrangendo a combustão de combustíveis fósseis e o setor petrolífero. Hoje, aproximadamente 85% das emissões nacionais de GEE são abrangidas pelo RCLE-UE. O imposto sobre CO₂ é atualmente de 76 EUR/t CO₂-eq para emissões não incluídas no EU Emissions Trading System.

Em 2020, o governo lançou Plano de Ação Climática contendo conjunto de medidas e metas para reduzir as emissões de GEE e alcançar a neutralidade em carbono até 2050.

Os principais instrumentos do Plano de Ação Climática são: tributação das emissões de GEE, requisitos relacionados com o clima nos processos de contratação pública, apoio financeiro para o desenvolvimento de novas tecnologias e iniciativas para promover pesquisa e inovação. O documento anunciou aumento gradual da taxa nacional de imposto sobre o carbono para 2 000 NOK/t CO₂ eq (196 EUR/t CO₂-eq) em 2030, o que seria um dos níveis mais elevados da OCDE.

No setor de transportes, os automóveis movidos a combustíveis fósseis estão sujeitos a elevado imposto de matrícula na compra, bem como a taxa sobre CO₂ e taxa de utilização rodoviária. Já os veículos elétricos são fortemente subsidiados. O apoio inclui ausência de imposto sobre o valor adicionado (IVA), isenção do imposto de matrícula e custos reduzidos de pedágio. A Noruega atingiu o maior percentual de veículos a

emissão zero tanto no parque automóvel (16%) como nas vendas de automóveis (64,5%) em 2021.

A geração de eletricidade na Noruega é quase inteiramente baseado em energias renováveis (98% da produção em 2020), dos quais a energia hídrica é a fonte dominante com 92%. O país é exportador de eletricidade para países vizinhos (20,5 TWh em 2020).

Apresento, a seguir, informações pertinentes às seguintes áreas:

I - HIDROGÊNIO DE BAIXA EMISSÃO

O Governo norueguês lançou em junho de 2020 a Estratégia para o Hidrogênio, pela qual estabeleceu metas para o desenvolvimento da cadeia de valor baseada na energia derivada do hidrogênio.

A fim de tornar o hidrogênio economicamente competitivo, a estratégia prevê a elevação dos impostos sobre emissões de CO₂ em nível nacional e do sistemas de cotas de emissões da União Europeia (EU ETS). A proposta é aumentar a taxa sobre CO₂ em 5% a cada ano, para todos os setores, até 2025.

Os segmentos marítimo, industrial e de transporte de cargas foram identificados como os mais relevantes para a utilização de hidrogênio. O governo norueguês considera importante aumentar o número de projetos-piloto, mediante apoio ao desenvolvimento e comercialização da tecnologia. O Conselho de Pesquisa da Noruega, entidade financiadora de programas em CT&I, destinou US\$ 13,9 milhões ao programa Energix.

Até o presente, a estratégia do governo resultou em poucos dispositivos legais. Estima-se que a evolução dessa nova fonte energética irá depender dos avanços a serem realizados no contexto mais amplo europeu, do cumprimento dos objetivos climáticos estabelecidos pela Comissão Europeia e das condições de financiamento.

A Autoridade Marítima lançou, em colaboração a indústria naval, projeto que visa a criar um "Manual para o Hidrogênio", destinado a estabelecer marco jurídico para o uso desse combustível e influenciar a reflexão sobre o tema na esfera da IMO. No início, buscar-se-á incentivar, com alocação de US\$ 2,3 milhões, o desenvolvimento e uso de embarcações movidas a hidrogênio no litoral norueguês.

No setor industrial, a estratégia visa incentivar o uso de hidrogênio em arranjos produtivos que combinem indústria pesada e fonte de geração de energia hidrelétrica.

O projeto-piloto "Hardanger Hydrogen Hub" contempla (a) produção de hidrogênio por eletrólise, a partir da eletricidade gerada pela usina hidrelétrica de Tyssendal, operada pela Statkraft; (b) armazenagem submarina do H₂ com tecnologia da TechnipFMC-Norway; (c) utilização do H₂ na siderúrgica de ferro e titânio Tizir, na usina de zinco Boliden e na fábrica metal-mecânica da Odda Technology.

A empresa TechnipFMC-Norway manifestou interesse em desenvolver projeto-piloto com a Petrobras na área de hidrogênio, com base na tecnologia "Deep Purple" de

estocagem submarina de H2 para uso na geração de energia em plataformas de petróleo.

A Equinor coordena o projeto norueguês HyDemo e participa de três consórcios europeus para geração de energia a partir do hidrogênio (H21, no Reino Unido; H2Magnum e H-vision, nos Países Baixos; H2morrow, na Alemanha).

A Avinor, companhia estatal norueguesa que opera os aeroportos civis neste país, anunciou em janeiro de 2024 a assinatura de memorando de entendimento com sua homóloga sueca Swedavia, SAS, Airbus e a empresa de energia Vattenfall com vistas à elaboração de estudo de viabilidade sobre infraestrutura necessária à utilização de hidrogênio como combustível em aeroportos noruegueses e suecos. O consumo de eletricidade de 43 aeroportos administrados pela Avinor gira em torno de 230 GWh, mas estaria sendo previsto, a depender do cenário, consumo de 300 a 500 GWh até 2040.

No Brasil, a empresa Stolthaven Terminals, integrante do grupo norueguês Stolt-Nielsen, assinou memorando de entendimento com o Complexo Industrial e Portuário de Pecém-CE para realizar estudo de viabilidade com vistas à construção de terminal para armazenamento de hidrogênio verde e produtos associados.

Em visita a Oslo em novembro de 2023, o Presidente e delegação da Petrobras foram recebidos pelo CEO da Nel Hydrogen. A companhia norueguesa, fabricante de eletrolizadores e geradores de hidrogênio, salientou a qualidade "ainda superior" dos equipamentos europeus em relação àqueles produzidos na China, sobretudo se levados em conta o tempo de vida dos materiais e os custos de adaptação desses equipamentos a regras de segurança mais rigorosas. Acordou-se estabelecer canal de diálogo entre as equipes de engenharia da Petrobras e da Nel para melhor compreensão da solução técnica proposta e da viabilidade de futura cooperação entre as duas empresas.

II - ENERGIA EÓLICA

O governo norueguês deu início à oferta de áreas para projetos de geração de energia de fonte eólica com capacidade total de 30 GW até 2040. A primeira rodada de licitação ocorreu em 2020 e já foram concedidas licenças para três grandes projetos na seção norueguesa do Mar do Norte.

A Equinor inaugurou em agosto de 2023 o parque eólico flutuante Hywind Tampen, com capacidade instalada de 88 MW destinada ao fornecimento de energia elétrica para as plataformas de exploração de petróleo e gás de Snorre e Gulfaks. Trata-se do maior empreendimento de geração energia eólica flutuante, com 11 turbinas de 8 a 8,6 MW apoiadas sobre torre de 107 metros de altura e base submersa de concreto de 100 metros de profundidade. O projeto coordenado pela Equinor contou em sua fase inicial com financiamento do Estado norueguês e foi desenvolvido em parceria com a austríaca OMV, a alemã Wintershall Dea AG e a japonesa Inpex Idemitsu. As turbinas são fabricadas pela Siemens. Embora represente recorde mundial em capacidade instalada em turbinas flutuantes, o complexo de Hywind Tampen terá potencial para fornecer 35% da demanda anual por eletricidade das duas plataformas a que está conectado. A

eletricidade restante continuará a ser produzida pela queima do gás natural extraído dos próprios campos explorados. Prevê-se, contudo, redução de 200.000 ton/ano de emissões de CO₂ e 1.000 ton/ano de NOx.

Petrobras e Equinor assinaram em março de 2023 carta de intenções para estudar a viabilidade técnico-econômica e ambiental de sete projetos de geração de energia eólica offshore no litoral brasileiro - Mangará (PI), Ibitucatu (CE) e Colibri (CE/RN), entre outros, com potencial para gerar até 14,5 GW.

O fundo de investimento Norfund e a empresa Norsk Solar anunciaram parceria com o FinnFund da Finlândia para a construção de seis parques de geração de energia solar com capacidade de 18 MW no Brasil.

O grupo norueguês de alumínio Hydro participa, através da subsidiária Hydro Rein, na planta solar Boa Sorte, em Minas Gerais, com capacidade estimada em 438 MW e investimentos de US\$ 320 milhões. Está presente no projeto Feijão, que combina geração de energia solar e eólica nos Estados do Piauí e Pernambuco, com capacidade de 586 MW. O investimento no parque eólico está estimado em US\$ 700 milhões, fornecerá eletricidade para a mina de bauxita da Hydro em Paragominas e reduzirá as emissões de CO₂ da Alunorte, permitindo a substituição de caldeiras alimentadas por combustíveis fósseis por caldeiras elétricas. A Hydro assinou contrato de 15 anos com a New Fortress Energy para o fornecimento de gás natural liquefeito para a Alunorte.

A Statkraft investe em projetos de energia de fontes hídrica, eólica e solar no Brasil. O empreendimento eólico Morro do Cruzeiro, na Bahia, compreende dois parques eólicos com total de 14 turbinas e capacidade de geração de 80 MW. O projeto faz parte da ampliação do Complexo Eólico Brotas de Macaúbas, com previsão de gerar 386 GWh de energia renovável por ano, suficiente para abastecer mais de 190 mil residências. A empresa planeja também expansão do complexo Ventos de Santa Eugênia, projeto na Bahia que abrange 10 parques eólicos com total previsto de 91 turbinas e previsão de geração de 2,3 TWh de energia renovável por ano, suficiente para abastecer 1,17 milhão de residências.

III - ENERGIA SOLAR

A energia solar desempenha atualmente um papel relativamente pequeno na matriz energética da Noruega, visto que o país tem geografia e clima que não são ideais para a aproveitamento em larga escala de energia fotovoltaica.

Os investimentos de empresas norueguesas em energia solar no Brasil têm crescido significativamente nos últimos anos. Scatec Solar, Equinor e Hydro Rein formaram parceria para desenvolvimento do complexo fotovoltaico Mendubim-RN, com capacidade estimada em 531 MW e investimentos de US\$ 430 milhões. A refinaria da Alunorte, pertencente ao grupo norueguês Hydro, deverá adquirir 60% da eletricidade gerada pelo projeto.

A Scatec opera planta de energia solar na região de Apodi, no Ceará, com capacidade de geração de 162 MW.

IV - ENERGIA NUCLEAR

A Noruega não possui usinas nucleares em operação e tem histórico de oposição a esse tipo de fonte de energia. Os principais motivos para este ceticismo tem sido a abundância de outras fontes renováveis de energia (hidrelétrica e eólica), preocupações com a segurança, e gestão adequada do descarte de resíduos nucleares.

Em 2021, o Parlamento norueguês votou contra a abertura de um processo formal para avaliar a viabilidade da construção de novas usinas nucleares no país. No entanto, o governo norueguês mantém o financiamento de pesquisas em tecnologia nuclear e colabora com outros países em projetos de desenvolvimento nuclear.

As atividades nucleares da Noruega são regulamentadas por três leis básicas: a Lei de Energia Atômica de 1972, a Lei de Controle da Poluição de 1981 e a Lei de Proteção contra Radiação de 2000.

V - FERTILIZANTES VERDES

A Noruega tem investido em pesquisa, desenvolvimento e práticas de utilização de fertilizantes verdes. A atividade agrícola neste país é limitada, com apenas 2% de área cultivada. No entanto, a norueguesa Yara é uma das maiores fabricantes mundiais de fertilizantes e tem forte presença no mercado brasileiro, com unidades de produção e vasta rede de distribuição.

A Yara anunciou em 2021 parceria com a brasileira Raízen para a aquisição diária de 20.000 m³ de biometano para abastecer sua fábrica em Cubatão/SP visando a substituição gradual do uso de gás natural, com possível redução em 80% das emissões de CO₂. Em 2021, a Yara estabeleceu a Agoro Carbon, com a finalidade de apoiar produtores rurais com incentivos relacionados a créditos de carbono, competência agronômica e tecnologia para armazenar carbono no solo. A Yara iniciou também parceria com a Cooxupé, maior cooperativa cafeeira do mundo, visando explorar oportunidades no fornecimento de fertilizantes de baixo carbono.

Statkraft e Aker Clean Hydrogen iniciaram projeto para produção de hidrogênio verde e amônia verde para a indústria de fertilizantes na Bahia.

VI - BIOCOMBUSTÍVEIS

Em 2023, o Ministério de Clima e Meio Ambiente propôs aumentar o uso de biocombustíveis na matriz energética, a fim de reduzir emissões projetadas de 2,7 milhões ton-CO₂.

No setor de transporte rodoviário, a transição energética tem sido impulsionada principalmente pela adoção de veículos elétricos. Em pouco mais de 12 anos, a frota de automóveis de passeio na Noruega atingiu 80% de veículos elétricos.

No setor de aviação civil, as normas exigem que 0,5% do combustível utilizado nos aeroportos locais seja de origem orgânica. Por ora, a maior parte provém de óleo de cozinha e gorduras animais. O país atua em linha com a iniciativa Refuel EU Aviation, que

propõe mandato para combustível sustentável de aviação (SAF) na União Europeia, de um mínimo de 2% em 2025 até 63% em 2050.

Em setembro de 2023, missão do CNPE, UFJF e UFRN visitou a Avinor, empresa estatal responsável pela administração dos aeroportos noruegueses, para conhecer a experiência norueguesa em SAF.

VII - MOBILIDADE ELÉTRICA

A política da Noruega para a eletrificação do setor de transportes é um dos principais componentes da política climática do país.

A Noruega tem implementado conjunto de medidas com o objetivo de ampliar a eletrificação desse setor, que incluem incentivos fiscais - como a isenção ou a redução do imposto sobre o registro de veículos elétricos novos e do imposto sobre valor agregado (IVA) -, redução da taxa rodoviária anual, estacionamento gratuito em locais públicos e acesso nas rodovias às faixas reservadas normalmente para o transporte público.

Ao final de 2022, o parque automotivo da Noruega contava com cerca de 600 mil veículos elétricos de passeio. Naquele ano, 79% de todos os carros novos vendidos no país possuíam motores elétricos. Note-se que a Noruega não produz veículos elétricos ou mesmo convencionais, tendo de contar com importações para suprir o mercado interno.

O Parlamento norueguês aprovou meta nacional para que todos os carros novos vendidos a partir de 2025 gerem "emissão zero". O país conta com extensa rede de estações de carregamento para carros elétricos, com mais de 17 mil estações de recarga. No segmento do transporte público, a Noruega planeja transição integral para veículos exclusivamente de emissão zero, incluindo ônibus e "ferries" elétricos para curtas distâncias. O país eletrificou um terço de suas balsas e estabeleceu meta para que, até 2025, todos os novos ônibus tenham emissão zero.

VIII - CAPTURA, UTILIZAÇÃO E DEPÓSITO DE CARBONO

O governo norueguês aposta no desenvolvimento de um sistema economicamente viável de captura, transporte e armazenamento de CO₂ como prioridade para tornar este país líder em uma das tecnologias essenciais para a redução das emissões de CO₂.

Nesse processo, a Noruega poderá valer-se da experiência e do conhecimento acumulados em várias décadas de exploração de hidrocarbonetos na plataforma continental: mapeamento geológico, tecnologia avançada de reinjeção de gás ("improved oil recovery") e rede de gasodutos que conectam as jazidas do Mar do Norte com o continente europeu.

Em novembro de 2021, a Equinor anunciou meta de se tornar neutra em emissões de CO₂ até 2050, com prioridade para investimentos na eletrificação de plataformas, captura e sequestro de carbono, produção de hidrogênio combustível e geração energia de fonte solar.

Com o projeto-piloto "Longship", o governo pretende dar início ao desenvolvimento de uma cadeia de valor para CCS em grande escala na Noruega e demonstrar o potencial desta iniciativa para receber emissões do resto da Europa. Uma instalação de captura de carbono está sendo construída em fábrica de cimento ao sul de Oslo, que deverá entrar em operação em 2025.

Esse projeto, desenvolvido em parceria pela Equinor, Shell e TotalEnergies, no consórcio "Northern Lights", com importante subsídio do Estado norueguês, negociou acordo com a Yara para transporte e armazenamento de até 800.000 toneladas anuais de CO₂ da fábrica de amônia e fertilizantes em Sluskil, Holanda. Também celebrou acordo com Ørsted para transporte e armazenamento de até 430.000 toneladas de CO₂ de duas centrais elétricas na Dinamarca a partir de 2026. Inicialmente, o CO₂ liquefeito será transportado para terminal Noruega, de onde será enviado por duto para armazenamento submarino permanente no Mar do Norte.

No Brasil, a Equinor conta com método avançado de retirada do gás carbônico, utilizado na exploração petrolífera, que consiste na injeção de CO₂ sob alta pressão, em reservas de rocha porosa, para forçar a saída do máximo de petróleo possível. A companhia aplica a tecnologia de reinjeção de gás no campo de pré-sal de Carcará para aumentar o volume de óleo extraído.

Em outubro de 2023, a Ministra dos Assuntos Estrangeiros Anniken Huitfeldt, encontrou-se com o presidente da Petrobras no Rio de Janeiro. Reconheceu os esforços da empresa brasileira na reinjeção de gás e anunciou disposição do governo norueguês e da Equinor em intensificar a troca de experiências no desenvolvimento da tecnologia CCS.

Nova Zelândia

Contexto

País reconhecidamente comprometido com causas ambientais, a Nova Zelândia estabeleceu metas ambiciosas para a redução de gases de efeito estufa. A Estratégia Energética neozelandesa ora em fase de desenvolvimento objetiva alcançar em 2050 meta de emissão zero de gases com ciclos atmosféricos de longa duração. Em 2035, metade da energia produzida neste país deverá ser gerada por fontes sustentáveis, confiáveis e seguras. Até 2030, almeja-se produção de eletricidade a partir de fontes 100% sustentáveis.

Com esse objetivo, o governo vem desenvolvendo Estratégia Energética consistente e coordenada de todos os sistemas de energia do país, com vistas a sua descarbonização. Para alcançar a meta de emissão zero em 2050, o país terá de valer-se dos diversos recursos naturais de que dispõe, a começar por sua diversa matriz de fontes sustentáveis de energia.

Assinale-se que a Nova Zelândia já conta com sistema elétrico com baixa emissão de carbono, graças a significativa geração de origem hidroelétrica e geotérmica. Várias estratégias vêm sendo discutidas com o propósito de promover a "eletrificação" do setor de transporte e da indústria, ambos hoje amplamente dependentes de combustíveis fósseis, sendo importantes emissores de gases de efeito estufa neste país. Já a redução de emissões no setor agrícola, particularmente impactado pelo metano produzido pelos rebanhos bovino e ovino, será, por certo, o principal desafio a ser enfrentado dado o forte peso político do setor no Parlamento local.

Os principais setores responsáveis por emissões de gases de efeito estufa são: agricultura 48%, transportes 20% e indústria 15%.

Recursos naturais disponíveis

É a seguinte a matriz energética da Nova Zelândia: petróleo 32%, geotérmica 22%, gás natural 20%, hídrica 10%, carvão 7%, biomassa 7%, eólica 1% e outras 1%. Já a matriz elétrica é: hídrica 57%, geotérmica 18%, gás 13%, eólica 5%, carvão 5%, biomassa 1% e 1% biogás.

O petróleo segue sendo a principal fonte de energia deste país, representando 99% da energia consumida pelo setor de transportes. As indústrias neozelandesas dependem de combustíveis fósseis para 60% de sua produção.

Políticas nacionais

Conforme já assinalado, a Estratégia Energética da Nova Zelândia está sendo desenvolvida e compreende abrangente espectro de iniciativas que visam a promover a utilização de energias renováveis. Em 2023, foi concluído processo interno de consultas

públicas a partir do qual serão definidos metas e o ritmo da transformação energética neste país.

As consultas em apreço abarcaram os seguintes tópicos:

- plano para gerir a transição da indústria do gás rumo a cenário de baixas emissões;
- o Plano Interino de Hidrogênio, que estabelece visão preliminar sobre o papel futuro do hidrogênio na matriz energética neozelandesa, incluindo a articulação de ações para apromoção dessa fonte de energia sustentável;
- regulamentação de iniciativas voltadas para a produção de energia renovável "offshore";
- medidas para assegurar fornecimento de eletricidade a custo acessível e de forma confiável e resiliente em contexto de crescente emprego de recursos renováveis; e
- ações a serem adotadas pelo governo para banir combustíveis fósseis na geração de eletricidade.

Em agosto do ano passado, o então governo trabalhista apresentou o que classificou de "plano final" para a redução das emissões de gases causadores do efeito estufa pelo setor agrícola. Todavia, pioneiro e ambicioso, o projeto parece ter escassas chances de ser implementado. Após mais de cinco anos de negociações, a vislumbrada parceria entre o Estado e o setor privado em prol da redução das emissões perdeu o apoio das principais entidades do agronegócio. O desenlace adverso da iniciativa, potencializado agora pela chegada ao poder de coalização de partidos conservadores, representa sério golpe nas pretensões de setores progressistas de tornar a Nova Zelândia líder mundial em iniciativas climáticas no segmento agrícola.

A Estratégia Energética buscará articular visão holística de longo prazo para a transição energética, sempre tendo presente o compromisso de alcançar a meta de emissões zero em 2050. Ressalte-se que o planejamento estratégico dispensa especial ênfase às questões do fornecimento de energia barata, capaz de atender o desenvolvimento econômico do país e de promover o aumento da produtividade das atividades econômicas durante o processo de transição nas próximas décadas. A Estratégia também busca estimular a geração e a construção de infraestrutura de energia resiliente, mediante adequada adaptação aos efeitos da mudança do clima e a inflexões na geopolítica global.

Parcerias internacionais

Não há registro de parcerias de internacionais abrangentes em projetos de produção de energias limpas na Nova Zelândia. No entanto, o governo local vem estabelecendo iniciativas bilaterais com parceiros tradicionais, com objetivos específicos, sobretudo nas áreas de pesquisa, desenvolvimento e inovação. À guisa de exemplo, menciono parceria estabelecida com a Alemanha em 2022 que redundará em investimento de NZD 6 milhões em pesquisas em hidrogênio verde. Com a iniciativa, pesquisadores

neozelandeses terão acesso à "expertise" e a instituições europeias envolvidas em projetos na área de hidrogênio verde.

O governo "kiwi" também tem procurado divulgar oportunidades de investimento na produção de energia limpa neste país. Exemplo recente foi iniciativa da agência governamental "New Zealand Trade and Enterprise", que promoveu, em março passado, seminário na Coreia do Sul, cujo principal objetivo foi promover projetos pioneiros conduzidos por três empresas neozelandesas (Lightyears Solar, NZ Steel e Elemental Group) na área de energias limpas. Ao estabelecer parcerias internacionais para transição energética, o governo local tem procurado ressaltar o papel de liderança exercido pela Nova Zelândia na produção e emprego de fontes sustentáveis de energia.

O governo neozelandês também tem demonstrado interesse em conhecer experiências bem-sucedidas no exterior. Vale citar a iniciativa do Ministério dos Negócios, Inovação e Emprego (MBIE) de contratar a "Baringa Management Consulting" para elaborar relatório com estudos de caso sobre políticas regulatórias adotadas no Reino Unido e Austrália, com vistas à transição para sistemas de transporte baseados em veículos elétricos, com foco no marco regulatório adotado por ambos os países e no apoio dirigido à expansão da infraestrutura de apoio a veículos elétricos. O relatório tem por objetivo oferecer ao governo neozelandês ideias e opções baseadas em melhores práticas e lições aprendidas nesses países.

Possibilidades de parcerias com o Brasil

Tendo em vista a etapa preliminar em que se encontra o desenvolvimento da Estratégia Energética neozelandesa, a que se somam incertezas decorrentes da transição política em curso, em que vários projetos implantados pelo trabalhistas estão sendo revistos ou mesmo cancelados (exemplo notável foi a eliminação de bem-sucedida política de subsídios à comercialização de veículos elétricos), afigura-se prematura a identificação de áreas específicas para eventual cooperação bilateral.

A julgar pelas prioridades contempladas na Estratégia Energética, sobretudo no que diz respeito à expansão do uso do hidrogênio verde, a experiência e o grande potencial do Brasil nessa fronteira tecnológica poderão revelar-se atrativos para aproximação entre os dois países. No entanto, cumpre agora aguardar as prioridades a serem definidas pela coalizão governamental conservadora em relação ao leque de opções energéticas de baixo carbono disponíveis para este país.

Embora o primeiro-ministro Christopher Luxon tenha reiterado publicamente o compromisso do país com a meta de neutralidade de carbono em 2050, antecipam-se concessões no tocante ao cronograma de corte de emissões do setor agrícola, principal segmento exportador da economia neozelandesa, que conta com forte representação parlamentar.

Informações adicionais sobre a Estratégia Energética podem ser acessadas no seguinte endereço eletrônico:

<https://www.mbie.govt.nz/building-and-energy/energy-and-natural-resources/energy-strategies-for-new-zealand/new-zealand-energy-strategy/> .

Portugal

(i) Contexto geral

Portugal tem se destacado na União Europeia como um dos países que mais promoveu avanços na área da transição energética, mediante políticas públicas de incorporação de fontes renováveis na matriz elétrica; o aumento da eficiência energética; e a atração de investimentos estrangeiros para projetos de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis.

Os resultados dessas ações já se percebem. Portugal possui atualmente a sétima matriz elétrica mais limpa do mundo. Segundo dados da REN - Redes Energéticas Nacionais (empresa responsável pelo fornecimento de eletricidade e gás em Portugal), 61% da eletricidade consumida em 2023 no país proveio de fontes renováveis: 25% de fontes eólicas; 23% de hidrelétricas; 7% de fontes fotovoltaicas e 6% de biomassa. No que se refere à geração de eletricidade em 2023, segundo a Associação de Energias Renováveis de Portugal, 70,6% teve origem em fontes renováveis, 23,4% em fontes fósseis e 6% em bombagem (hidrelétricas reversíveis).

A atual capacidade renovável do país é de 18,7 GW. A geração renovável, em 2023, correspondeu a 31,2 TWh. De acordo com o Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC), a potência renovável instalada deverá alcançar 43,2 GW até 2030, e a incorporação de fontes renováveis no consumo de eletricidade deverá chegar a 85% naquele ano.

Ainda segundo o PNEC, o principal aumento na geração renovável, até 2025, deverá ter lugar no setor fotovoltaico, que tem previsão para alcançar 8,4 GW em operação (cerca de um terço descentralizado). O setor eólico "onshore" deverá alcançar 6,3 GW em operação até o ano que vem. Já as fontes de biomassa, biogás e RSU (resíduos sólidos urbanos) deverão alcançar 2 GW.

Tomando como parâmetro 2030, o setor fotovoltaico deverá chegar aos 20,4 GW em operação, e o eólico "onshore" a 10,4 GW. No horizonte de 2030, está prevista ainda uma capacidade de 1 GW em armazenamento em baterias, bem como capacidade de eletrólise para produção de hidrogênio verde de 5,5 GW. No que se refere ao segmento eólico "offshore", a meta de instalação é de 2 GW, além da atribuição de 10 GW de potência de ligação para implementação em anos seguintes.

(ii) Recursos naturais disponíveis

Portugal não é produtor de recursos minerais energéticos (petróleo e derivados, carvão e gás natural), recorrendo exclusivamente à sua importação. A produção doméstica de energia é obtida a partir de fontes endógenas (que tem origem em recursos existentes em Portugal), sendo dominada pela eletricidade e biomassa.

Portugal tem grande potencial para aumentar ainda mais a geração elétrica de origem renovável e para fomentar a descarbonização de sua economia, com base nos

abundantes recursos naturais hídricos, eólicos, fotovoltaicos e de biomassa disponíveis no país.

Segundo dados da Direção Geral de Energia e Geologia, nos últimos dez anos, a produção anual média de energia hidrelétrica se situou em 12.510 GWh. No mesmo período, a produção anual média de energia elétrica de fonte eólica alcançou 12.620 GWh. A produção anual de energia elétrica de fonte fotovoltaica cresceu de 627 GWh, em 2014, para 5.474 GWh, em 2023. No mesmo período de dez anos, a produção média anual de energia elétrica a partir de biomassa foi de 2.825 GWh. O país tem uma média de 300 dias de sol ao ano e ventos com velocidade média de 6,9 m/s.

No que respeita à energia das ondas, o potencial deste recurso natural em Portugal é estimado entre 1,4 GW, para 80 metros de batimetria (profundidade do oceano), e 4,8 GW, para 20 metros de batimetria, segundo dados do Laboratório Nacional de Energia e Geologia. O país conta ainda com ocorrências geotérmicas, mas a produção de energia elétrica com recurso à geotermia está limitada ao arquipélago dos Açores, onde existem três centrais, responsáveis por cerca de um quarto das necessidades energéticas do arquipélago.

(iii) Políticas nacionais

As políticas públicas portuguesas em temas de energia têm sido conduzidas em estreita sintonia com as diretrizes estabelecidas pela União Europeia para a transição energética. O principal documento a pautar a política portuguesa para a transição energética é o Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC), aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros nº 53, em 10 de julho de 2020, e atualizado em julho de 2023. Como se sabe, o PNEC é elaborado pelos Estados-membros da União Europeia, no âmbito do Pacto Ecológico Europeu.

O PNEC português estabelece metas específicas para a redução das emissões de gases de efeito estufa, o aumento da participação de fontes renováveis na matriz energética e a melhoria da eficiência energética na década de 2021-2030. Em junho de 2023, Portugal realizou sua primeira revisão do PNEC, antecipando algumas das metas. Por exemplo, adiantou em quatro anos, de 2030 para 2026, a meta de incorporação de 80% de energias renováveis na produção de eletricidade.

Também foram realizadas alterações no que se refere à redução das emissões de gases de efeito de estufa: a versão anterior do PNEC previa uma redução das emissões entre 45% e 55% em relação a 2005. A nova versão do PNEC assume agora a ambição máxima dentro deste intervalo, prevendo redução de 55% até 2030, em comparação com valores de 2005. Por sua vez, a meta de incorporação de renováveis no consumo de energia foi elevada, de 47% para 49%, acima da diretiva europeia de 42,5%.

Em paralelo à ênfase nas energias renováveis, Portugal também busca promover o aumento da eficiência energética, estabelecendo no PNEC meta de redução de 35% do consumo de energia primária até 2030, tomando como base o ano de 2005. Para tanto, são desenvolvidas iniciativas voltadas para a renovação de edifícios; o reforço da

mobilidade elétrica e dos transportes públicos; e a promoção de práticas agrícolas mais eficientes.

O êxito da transição energética em Portugal pode ser atribuído a uma aposta acertada, nos âmbitos político e empresarial, na competitividade das fontes renováveis, que logrou reduzir a dependência externa do país (em torno de 20% da eletricidade consumida ainda é importada), mitigar os impactos da volatilidade dos preços dos combustíveis fósseis e criar importantes "hubs" eólicos e solares, além de uma multiplicação de projetos de hidrogênio verde e uma cadeia de valor na área de armazenamento, em baterias e usinas hidrelétricas reversíveis.

Essa aposta se assentou também no entendimento de que a volatilidade e a instabilidade nos mercados globais de energia devem ser encaradas como fatores estruturais, demandando soluções de longo prazo, na forma de uma matriz elétrica mais limpa e diversificada, o que permitiu a Portugal atravessar relativamente incólume a crise energética desencadeada em 2022 pelo conflito na Ucrânia.

Tal consenso interno fomentou, nos últimos anos, a entrada em operação de importantes empreendimentos nos segmentos hidrelétrico, solar e eólico, bem como o lançamento das bases para projetos estruturantes a médio e longo prazo na área de gases renováveis, contribuindo para o crescimento da geração renovável em Portugal.

A consecução das ambiciosas metas do PNEC 2030, entretanto, esbarra em dificuldades relacionados ao licenciamento de projetos. A simplificação dos processos de licenciamento ambiental avançou com a publicação do Decreto-Lei nº 11/2023, em fevereiro do ano passado, que, entre outras medidas, redefine parâmetros que sujeitam projetos à necessidade de Avaliação de Impacto Ambiental (AIA) e a elimina para a produção de hidrogênio verde. Ainda assim, os desafios relacionados ao tema dos licenciamentos não parecem ter sido de todo superados, como demonstrou o episódio da Operação Influencer, que levou à queda do governo de António Costa em novembro passado e tinha como um dos elementos da investigação projeto de hidrogênio verde em Sines.

A transição energética é encarada em Portugal ainda como oportunidade de industrialização. A indústria representa apenas 12% do PIB português, e o país deseja atrair investimentos em indústrias verdes, como as de baterias, veículos elétricos e aço verde. Entre os projetos em curso que deverão beneficiar a indústria verde figuram: lançamento de leilão para a compra centralizada de biometano e hidrogênio verde, com apoios à produção de gases renováveis da ordem de 140 milhões de euros, já negociados com a Comissão Europeia; atualização da legislação voltada a reforçar a competitividade de indústrias intensivas em eletricidade; lançamento de processo licitatório para instalação de uma capacidade de 500 MW de armazenamento de energia por meio de baterias até 2025; e a criação do Centro de Inovação para a Valorização do Lítio na localidade de Boticas, assegurando 100% dos royalties aos municípios em que se dê a atividade.

Espera-se que o XXIV Governo Constitucional, que iniciou funções em 21 de março passado, dê continuidade às políticas mencionadas. A transição energética pode ser considerada como política de Estado em Portugal, embora a imprensa local tenha especulado recentemente sobre se a nova ministra do Ambiente e Energia manteria o nível de ambição da Pasta, tendo em conta declarações que fez no passado recente manifestando ceticismo em relação à "ambição desmedida" de alguns projetos de hidrogênio verde, que, segundo ela, proporia "saltos tecnológicos irrealistas", apostando em "tecnologias ainda não verificadas". Ainda assim, são improváveis mudanças significativas de rumo, à luz da trajetória da ministra como eurodeputada, com mais de 30 anos de experiência nas áreas de energia e mudança climática, bem como extensa trajetória nas instituições europeias e no Parlamento Europeu, onde acompanhou de perto a formulação das políticas da UE de transição energética.

(iv) Parcerias Internacionais

No plano governamental, a principal parceria de Portugal se desenvolve com Espanha e França, sob auspício da Comissão Europeia, com o objetivo de criar o primeiro grande corredor de hidrogênio verde da Europa, o H2Med. O projeto do corredor verde inclui, além de um gasoduto submarino entre Barcelona e Marselha como seu principal componente, também um gasoduto terrestre entre Celorico (Portugal) e Zamora (Espanha).

No setor privado, o projeto MadoquaPower2X, para instalação de unidades de produção de amoníaco e hidrogênio verde na Zona Industrial de Sines (ZILS), é desenvolvido por consórcio de três empresas, liderado pela portuguesa Madoqua Renewables, especializada em desenvolvimento industrial de descarbonização, e integrado pela Power 2X, com sede na Holanda, que desenvolve projetos de consultoria e gestão da transição climática, e pela "Copenhagen Infrastructure Partners", responsável por fundo de investimento em iniciativas da indústria com foco na transição climática. Recentemente, o consórcio anunciou reforço do seu plano de investimento para um total de 2,8 bilhões de euros, tornando este o maior projeto de hidrogênio verde da Europa.

Ainda na área de hidrogênio verde, merece destaque o projeto GreenH2Atlantic, voltado para a produção de hidrogênio renovável em Sines. Trata-se de consórcio formado pelas empresas EDP, Galp, Engie, Bondalvi, Martifer, Vestas Wind Systems A/S, McPhy e Efacec, com previsão de potência instalada de 100 MW.

Na área de eólicas offshore, a principal parceria internacional envolve a empresa portuguesa EDP e a francesa Engie, por meio da joint-venture Ocean Winds. Com participação 50-50, a Ocean Winds pretende alcançar de 5 a 7 GW de projetos em operação ou construção e 5 a 10 GW de projetos em desenvolvimento avançado até 2025. No Brasil, a Ocean Winds deu início junto ao IBAMA ao licenciamento de cinco projetos eólicos offshore, totalizando 15 GW e um investimento potencial de mais de R\$ 200 bilhões.

Na área de energia solar, a EDP possui parceria com a Google para desenvolver e instalar, nos Estados Unidos, mais de 80 projetos de energia solar distribuída, com total de 650

MWp (megawatts-pico, unidade utilizada para medição da potência de células fotovoltaicas em condições ideais específicas).

Na área de biocombustíveis avançados, a Galp, em parceria com a japonesa Mitsui, criará unidade na região de Sines para produção e comercialização de biocombustíveis avançados, com investimento total de 400 milhões de euros.

No segmento de baterias, a Galp criou com a empresa sueca Northvolt a Aurora, joint-venture para o desenvolvimento de uma cadeia de valor integrada de baterias de lítio, alinhada com as metas portuguesas e europeias. Prevê-se que as operações se iniciem até o final de 2025. A CALB, uma das maiores fabricantes de baterias para carros elétricos da China, deu início a processo de licenciamento ambiental de projeto para construir uma fábrica de baterias em Sines, com investimento estimado de mais de 2 bilhões de euros, que, caso concretizado, será um dos maiores da história de Portugal.

(v) Possibilidades de parcerias com o Brasil

- Hidrogênio de baixa emissão

A presença de mais de duas décadas no Brasil da EDP, que atua em toda cadeia de valor do sistema elétrico e nos segmentos eólico e solar, tem se expandido mais recentemente para a área de hidrogênio renovável. A multinacional portuguesa inaugurou em 2023 a primeira planta de hidrogênio verde do Brasil, em São Gonçalo do Amarante (Ceará), que conta com uma usina solar com capacidade de 3 MW e um módulo eletrolisador capaz de produzir 250 metros cúbicos por hora do gás renovável, e deu início a estudos para a abertura de uma segunda planta no polo industrial de Camaçari, na Bahia. O projeto em questão seria 10 vezes maior do que aquele desenvolvido no Ceará. Na área de energias renováveis, de modo geral, a EDP prevê investimentos no Brasil da ordem de 1,2 bilhão de euros, no quadriênio 2023-2026.

O Brasil pode explorar oportunidades criadas como resultado da instalação de várias unidades industriais na Zona Industrial e Logística de Sines (ZILS) para a produção de hidrogênio verde, estabelecendo parcerias estratégicas com empresas portuguesas ou de outros Estados membros da UE, a fim de poder aceder a financiamento comunitário para investimentos em H2V em Portugal.

No que se refere ao objetivo de exportar gases renováveis futuramente, o Brasil deve estar atento aos desenvolvimentos no hub de H2V de Sines. Desde a eclosão do conflito entre Rússia e Ucrânia, as autoridades portuguesas têm reforçado o argumento acerca do potencial de Sines para servir de porta de entrada à Europa para recursos energéticos importados da África e das Américas. Especificamente quanto às energias renováveis, o Porto de Sines, que está entre os 15 maiores da Europa, desenvolve projeto para transformar um píer multiuso em terminal para movimentação de gases renováveis, contemplando ainda uma área para abastecimento de navios.

A proximidade entre os portos brasileiros e portugueses, em comparação com portos de outros países europeus, representa uma vantagem. A distância do Porto de Sines para o Porto de Pecém, por exemplo, é de apenas 5.549 km. A perspectiva de construção do

H2Med coloca Portugal no mapa da nova geopolítica do hidrogênio na Europa e como possível entreposto para a exportação de gases renováveis do Brasil, uma vez superados os desafios tecnológicos relacionados ao transporte do H2V.

- Energia solar

Portugal mais do que triplicou sua meta de aumento da potência instalada em energia solar. Em 2020, a meta era de 9,0 GW até 2030, passando, após revisão do PNEC em 2023, para 20,4 GW. O país possui projetos inovadores em energia solar, tais como a instalação de painéis fotovoltaicos flutuantes em represas e o uso de energia solar em hidrelétricas reversíveis.

A Galp entrou no mercado de energia solar no Brasil, por meio da aquisição de dois projetos solares em desenvolvimento, na Bahia e no Rio Grande do Norte, com capacidades de 282 MW e 312 MW, respectivamente. A geração solar também está entre os eixos estratégicos para o crescimento da EDP no Brasil. Até 2025, a empresa pretende atingir a marca de 1 GW em capacidade instalada no Brasil nessa modalidade.

A experiência portuguesa em leilões de energia solar também poderia ser útil para o Brasil. Os leilões para atribuição de reserva de capacidade de injeção em pontos de ligação à Rede Elétrica de Serviço Público têm adquirido cada vez maior complexidade, de modo a permitir a coexistência de vários modelos de licitação e remuneração. Dessa forma, tem sido possível maximizar o valor econômico dos pontos de injeção e os benefícios para os consumidores, mediante, por exemplo, a "hibridização" (mistura de fontes) e outros mecanismos.

- Energia eólica

Há oportunidades de parcerias com Portugal, haja vista que o país pretende instalar, até 2030, 12,4 GW de potência, dos quais 2 GW correspondem a usinas eólicas offshore. Na área offshore, está em curso desde outubro do ano passado processo concorrencial para instalação e exploração de parques eólicos offshore, que prevê uma capacidade instalada de 2 GW. 49 consórcios já manifestaram interesse no leilão, estando a fase de pré-qualificação e licitação prevista para ter início no corrente semestre. A meta portuguesa é poder lançar novos leilões, que permitam atingir uma capacidade eólica offshore de 10 GW até 2030.

No Brasil, EDP e Galp mantêm importante presença na geração eólica. A EDP possui 910 megawatts de capacidade instalada eólica, distribuída por seis complexos nas regiões Nordeste, Sudeste e Sul do Brasil. Em 2023, inaugurou, no Rio Grande do Norte, seu maior complexo renovável no mundo, com 580 MW de capacidade instalada e 138 turbinas eólicas. A Galp adquiriu, em 2022, empreendimento com quatro parques eólicos outorgados (de 50 MW cada), no Rio Grande do Norte. Embora tenha anunciado, no ano passado, o adiamento da entrada em operação de projetos renováveis no Brasil somando capacidade de cerca de 1 GW, devido ao encarecimento de custos, a Galp mantém o compromisso de longo prazo de aumentar sua capacidade instalada no Brasil para produção de energia limpa, inclusive eólica.

Conforme mencionado no parágrafo 24 acima, a Ocean Winds, sociedade entre a EDP e a Engie, deu início junto ao IBAMA ao licenciamento de cinco projetos eólicos offshore no Brasil, totalizando 15 GW e um investimento potencial de mais de R\$ 200 bilhões.

- Leilões e licenciamento de projetos de energias renováveis

Outra área em que se poderia prospectar parceria com Portugal é a de realização de leilões para projetos de energias renováveis. Além de possuir mais de dez anos de experiência em leilões dessa categoria, Portugal possui procedimentos de licenciamento ambiental para empreendimentos em energias renováveis mais ágeis do que outros países europeus.

- Usinas hidrelétricas reversíveis

Portugal possui ampla experiência no segmento de usinas hidrelétricas reversíveis (UHRs), que foram responsáveis por 6% da geração de eletricidade em 2023. A Embaixada apoiou missão técnica do Grupo de Estudos do Setor Elétrico da Universidade Federal do Rio de Janeiro (GESEL/UFRJ), em maio de 2023, que teve como objetivo conhecer a experiência da EDP em UHRs.

O GESEL publicou estudo sobre a missão, em que analisa a experiência portuguesa no segmento de UHRs, a fim de contribuir para o debate suscitado no Brasil pela abertura de consulta pública, pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), sobre a regulamentação do armazenamento de energia elétrica.

- Diálogo sobre regulação econômica face às inovações tecnológicas na distribuição de energia elétrica e sobre o desenho de mercados do setor elétrico no contexto da transição energética

Com apoio da Embaixada, o GESEL/UFRJ, liderado pelo professor Nivalde de Castro, tem conduzido uma série de iniciativas com o objetivo de fomentar o diálogo entre autoridades e empresas dos setores elétricos dos dois países sobre temas de regulação e desenhos de mercado no contexto da transição energética. Além dos seminários mencionados no parágrafo 44 abaixo, a Embaixada e o GESEL organizaram missões de representantes do setor elétrico português ao Brasil em duas ocasiões.

- Mobilidade elétrica

Portugal estabeleceu um modelo de gestão da rede de carregamento de veículos elétricos inovador e com significativos benefícios para os utilizadores. A rede é totalmente interoperável entre diferentes comercializadores de energia elétrica, aumentando assim a eficiência e disponibilidade da rede de carregamento. Ademais, o país disponibiliza, desde 2015, um quadro de incentivos à aquisição de veículos elétricos muito competitivo, com o apoio à aquisição no valores de 4 mil euros, para veículos ligeiros de passageiros, e 6 mil euros, para veículos ligeiros de mercadorias, bem como isenções de imposto sobre veículos. A experiência portuguesa nesse segmento também poderia ser aproveitada pelo Brasil.

- Mercado de carbono

Em janeiro de 2024, Portugal instituiu o mercado voluntário de carbono (MVC) e estabeleceu as regras para o seu funcionamento. O MVC inclui projetos de redução de emissões de gases com efeito de estufa (GEE), bem como projetos de sequestro de carbono, desenvolvidos em Portugal, que promovam a mitigação de emissões dos GEE, sujeitos a critérios de elegibilidade, contabilização de emissões e medidas de monitorização, reporte e verificação, por entidade independente. Os créditos de carbono decorrentes dos projetos são transacionáveis, sendo os fluxos de créditos entre os agentes de mercado registrados em plataforma específica e válidos por tempo indeterminado. Dada a adoção relativamente recente pelos dois países de legislações sobre mercado de carbono, esta é outra área em que poderiam ser intercambiadas melhores práticas.

- Considerações finais

A Embaixada tem promovido seminários, missões técnicas e outras iniciativas na área da transição energética. Em 2022, realizou, em parceria com a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) de Portugal, o Grupo de Estudos do Setor Elétrico da Universidade Federal do Rio de Janeiro (GESEL/UFRJ) e o Instituto Superior de Economia e Gestão da Universidade de Lisboa (ISEG/UL), série de seminários sobre os desafios da regulação econômica face às inovações tecnológicas na distribuição de energia elétrica e o desenho de mercados do setor elétrico, no contexto da transição energética e da descarbonização. A fim dar seguimento ao diálogo bilateral sobre essas questões, foram organizadas ainda duas missões de representantes do setor elétrico português ao Brasil.

No primeiro semestre de 2023, o Posto apoiou a realização da "Cimeira Piauí-Europa de hidrogênio verde". O evento foi organizado pela Agência de Atração de Investimentos Estratégicos do Piauí (Investe Piauí), por ocasião de visita do governador Rafael Fonteles a Lisboa. A Embaixada também apoiou em 2023 missão técnica de representantes do setor elétrico brasileiro, organizada pelo Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL) da UFRJ, que teve como objetivo conhecer a experiência da EDP em armazenamento de energia por meio de usinas hidrelétricas reversíveis.

Em dezembro passado, a Embaixada apoiou nova missão técnica a Portugal do GESEL/UFRJ, que manteve reuniões com interlocutores locais, a fim de intercambiar perspectivas sobre o desenvolvimento do mercado global de hidrogênio de baixa emissão.

Recordo, por oportuno, que o Memorando de Entendimento no domínio da Energia, assinado por ocasião da XIII Cimeira Brasil-Portugal, poderia servir de base para projetos conjuntos no setor. Nesse contexto, poder-se-ia utilizar o Grupo de Trabalho do referido memorando para a identificação de iniciativas de interesse comum voltadas para as áreas acima indicadas.

Quênia

Introdução

O setor de energia desempenha papel primordial no pilar econômico do plano "Kenya Vision 2030", lançado em 2008, o qual, entre outros propósitos, busca transformar o Quênia em um país de renda média e industrializado. Entre os principais objetivos e estratégias relacionados ao setor de energia constantes do plano, destacam-se o aumento da produção de energia, especialmente com base em fontes renováveis; a diversificação das fontes; a expansão da eletrificação rural; a melhoria da eficiência energética; e o investimento em infraestrutura de energia, com vistas a apoiar o aumento da produção e da distribuição, incluindo a modernização e a expansão da rede elétrica nacional.

Ao longo dos últimos anos, o Quênia mudou o paradigma de sua matriz energética, avançando da tradicional dependência da hidroeletricidade, para se tornar um dos mais importantes países na geração de energia geotérmica. De acordo com dados governamentais, em dezembro de 2023, o país tinha uma capacidade total de geração de energia instalada de 3.689,5 MW. Estima-se que 91% desse total seja gerado com base em fontes renováveis: 47% geotérmica, 30% hidrelétrica, 12% eólica e 2% solar. Recorda-se, ainda, que o país tem como meta realizar a transição completa para energias renováveis até 2030, com o potencial de aumento da capacidade de geração de energia geotérmica para até 10.000 MW, o que corresponderia a mais do que o pico da energia atualmente utilizada pelo país (cerca de 2.000 MW).

O compromisso queniano com a energia renovável ficou evidenciado na Cúpula do Clima da África, coorganizada pelo Quênia e pela União Africana, em setembro último. Às margens da Cúpula, o presidente do Quênia, William Ruto, lançou a Estratégia e o Roteiro para o Hidrogênio de Baixa Emissão, com promessa de implementação integral até 2032, para impulsionar a redução de emissões e criar oportunidades de emprego sustentáveis. Além disso, em seu Plano de Transição Energética e Investimento do Quênia de 2023 a 2050, o governo queniano estabeleceu metas ambiciosas, buscando alcançar emissões líquidas zero até 2050.

Em termos regulatórios, o governo tem aprovado leis que incentivam o desenvolvimento e o uso tecnologias de energia renovável. Cita-se, a título de exemplo, a Lei de Energia de 2019, que ampliou o mandato da antiga Autoridade de Eletrificação Rural, agora denominada Corporação de Eletrificação Rural e Energia Renovável, dotando-a de competências para desenvolvimento e promoção de fontes de energia renováveis no país. Outro exemplo digno de menção é a Lei de Finanças de 2021, que, entre outras medidas, eliminou a imposição de 14% de Imposto sobre Valor Agregado (IVA) sobre equipamentos de energia renovável, como equipamentos de geração solar e eólica, e forneceu incentivos fiscais para redução do custo inicial de investimentos de capital no setor de energia sustentável. A legislação queniana dispõe, ainda, que as fontes de energia renováveis podem ser utilizadas para gerar renda e emprego para seus

produtores. Desse modo, a "Feed-in Tariff Policy 2012" permite que microprodutores vendam a eletricidade gerada a partir de fontes renováveis para a Companhia de Geração Elétrica do Quênia (KenGen, na sigla em inglês). A Lei de Parcerias Público-Privadas de 2013, por sua vez, também estimula a participação do setor privado em projetos públicos de maneira geral.

Cumpre ressaltar, ainda, que o Plano Nacional de Ação sobre Mudança do Clima (NCCAP, na sigla em inglês) contém as principais estratégias e ações que o Quênia adotará para a mitigação e adaptação aos efeitos da mudança do clima. Entre os principais objetivos do NCCAP, destacam-se a redução das emissões de gases de efeito estufa; o aumento da resiliência climática; a transversalidade; a promoção da participação pública; a capacitação; e o investimento em pesquisa e inovação. O documento foi concebido para passar por atualizações periódicas, a fim de incorporar novos conhecimentos, mudanças nas circunstâncias e evolução das necessidades nacionais. Ele também está alinhado com as metas de desenvolvimento do Quênia, especialmente o mencionado plano "Kenya Vision 2030", a fim de garantir que as ações voltadas para o clima apoiem o desenvolvimento socioeconômico do país. Por fim, a Estratégia de Desenvolvimento de Baixa Emissão (LEDS, na sigla em inglês) é uma política de longo prazo, que busca reduzir as emissões de gases de efeito estufa do país, por meio de estratégias como a descarbonização do setor de eletricidade; a promoção de processos industriais mais limpos e energeticamente eficientes; a promoção de sistemas de transporte sustentáveis; a promoção de práticas agrícolas sustentáveis; a gestão de resíduos; e a criação de resiliência na infraestrutura.

Hidrogênio de baixa emissão

O país possui fontes abundantes de energia renovável que facilitariam a geração de hidrogênio de baixa emissão. Entre elas estão as fontes geotérmicas em Olkaria, Naivasha e Baringo, fontes de energia eólica solar, além de recursos hídricos espalhados por seu território. Em novembro de 2023, o Quênia colocou em funcionamento sua primeira usina de hidrogênio verde em Morendat, no condado de Nakuru. A planta é composta por uma instalação solar fotovoltaica de 2,1 MW com armazenamento de íons de lítio de 780 KWh, que abastece um eletrolisador alcalino de 1 MW. A instalação produz uma tonelada de amônia verde por dia.

A iniciativa Estratégia e o Roteiro para o Hidrogênio de Baixa Emissão, previamente mencionada, evidencia que o recurso é considerado um componente importante da transição energética do país. Algumas das ações já empreendidas pelo Quênia nesse âmbito incluem a criação do Grupo de Trabalho sobre Hidrogênio de Baixa Emissão pelo Ministério da Energia, a realização do Estudo de Base sobre o Potencial para Conversão de Energia para X / Hidrogênio de Baixa Emissão no Quênia e o lançamento - em conjunto com África do Sul, Egito, Marrocos, Mauritânia e Namíbia - da Aliança Africana de Hidrogênio de Baixa Emissão, em maio de 2022. Embora o país ainda não tenha estabelecido marco regulatório formal sobre produção, armazenamento e distribuição de hidrogênio de baixa emissão, a Autoridade Reguladora de Energia e Petróleo (EPRA,

na sigla em inglês) publicou, em março deste ano, projeto de regulamentação sobre a matéria.

No âmbito da iniciativa da União Europeia "Global Gateway Support for Clean Energy Transition", o Quênia conseguiu obter cerca de USD 13 milhões em financiamentos para investimentos públicos e privados no setor. A Alemanha, por sua vez, comprometeu-se a emprestar USD 64 milhões em apoio a projetos de hidrogênio de baixa emissão no Quênia e pretende estabelecer um Escritório de Diplomacia do Hidrogênio, em Nairóbi, para aprimorar o diálogo e a cooperação bilateral nesse âmbito. A empresa francesa HDF Energy anunciou, em setembro de 2023, a intenção de inaugurar uma usina de hidrogênio de baixa emissão, a qual estaria vinculada a uma fazenda solar fotovoltaica de 180 MW, combinada com uma unidade de armazenamento de bateria de hidrogênio de 500 MWh. Estima-se que o investimento total necessário para o projeto seria da ordem de USD 500 milhões.

Energia eólica "onshore" e "offshore"

Cerca de 73% do território queniano experimenta velocidades de vento de até 6 m/s ou mais a 100 metros acima do nível do solo, podendo chegar a 9,5 m/s em algumas regiões. A energia eólica gerada geralmente é "onshore", sendo que a maior usina é a "Lake Turkana Wind Plant", que tem capacidade de 310 MW - uma das maiores no continente -, com 365 turbinas, cada uma com capacidade de 850 kW. A segunda maior é a usina "Kipeto Wind", localizada no condado de Kajiado, com capacidade de 100 MW. Outros projetos de usinas eólicas no país incluem a "Ngong Wind Farm", com capacidade de 75MW; a "Ol-Ndanyat Wind Farm", com capacidade de 100 MW; a "Meru County Wind Farm", com capacidade de 80 MW; o "Mpeketoni Wind Power Project", com capacidade de 80 MW; e "Kwale Wind Power Plant", com capacidade de 60 MW e previsão de entrada em operação até 2025.

Como exemplo de parceria internacional exitosa, cita-se o projeto da usina eólica de Kipeto. O capital do projeto foi fornecido pela Actis, investidora líder em mercados emergentes na África, Ásia e América Latina, e pela "Craftskills Wind Energy International", juntamente com a investidores quenianos. A Corporação Internacional de Financiamento para o Desenvolvimento dos EUA forneceu USD 233 milhões para financiamento de dívida para o projeto. A Corporação Financeira Africana, instituição financeira multilateral africana que apoia projetos de infraestrutura em todo o continente, também esteve envolvida no financiamento da usina.

Energia solar

O Quênia, situado na região equatorial do continente africano, possui exposição solar ideal, com altos níveis de irradiação solar ao longo do ano. Segundo dados governamentais, a insolação diária é estimada entre 4 e 6 KWh/m², e apenas 1% desse potencial tem sido aproveitado. Nesse sentido, a energia solar apresenta-se como uma das alternativas para a superação dos desafios relativos ao acesso à energia elétrica no país, especialmente em áreas rurais. Áreas como o Vale do Rift e as regiões do norte são particularmente favoráveis para instalações solares devido à sua alta exposição solar.

Nos últimos anos, houve aumento dos investimentos no setor, e o governo tem priorizado a eletrificação de escolas e instalações de saúde em áreas rurais por meio de sistemas solares. Também houve aumento de investimentos privados, com foco em painéis solares domésticos, lanternas, refrigeradores e condicionadores de ar. Entre as principais usinas solares no país, destacam-se a Usina Solar de Garissa (54,6 MW); a Usina Solar de Kipere (50 MW); os "Radiant and Eldosol Solar Power Projects" (40 MW cada); e as "Alten Kenya Solarfarms (40 MW).

Em 2012, o país adotou legislação que determina que edifícios com necessidade de água aquecida superior a 100 litros por dia instalem sistemas de aquecimento solar. Em termos regulatórios, a EPRA publicou, também em 2012, as "Energy (Solar Photovoltaic Systems) Regulations", regulamentação que busca garantir que o crescente setor de energia solar queniano se desenvolva de forma segura, sustentável e padronizada. Entre as principais disposições dessa regulamentação, incluem-se requisitos de licenciamento; padrões e especificações; diretrizes de instalação; medidas de proteção ao consumidor; e medidas de inspeção e conformidade.

O Quênia tem colaborado com várias organizações e países para desenvolver sua infraestrutura de energia solar. Parcerias com o Banco Mundial e a Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA) têm proporcionado apoio técnico e financeiro para projetos nesse âmbito. O projeto de energia solar de Garissa, uma das maiores instalações do tipo na África Oriental, foi desenvolvido com grande apoio internacional, incluindo financiamento pelo governo chinês por meio de empréstimos concessionais do "Export-Import Bank of China".

Energia nuclear

O Quênia não possui recursos naturais significativos de urânio. Assim, qualquer programa nuclear dependeria de importações do mineral ou de combustível nuclear já processado. Atualmente, o país está desenvolvendo seu primeiro reator de pesquisa e planeja iniciar a construção de sua primeira usina nuclear em 2027. Além disso, tem buscado implantar a tecnologia de reatores modulares pequenos (SMR, na sigla em inglês). A convite do governo queniano, uma equipe de especialistas da Agência Internacional de Energia Atômica visitou o país, em dezembro de 2023, para realizar a Análise Integrada da Infraestrutura Nuclear para Reatores de Pesquisa (INIR-RR), em preparação ao programa de pesquisa de reatores que se pretende desenvolver no Quênia. A Agência de Energia e Energia Nuclear (NuPEA, na sigla em inglês) é a responsável por promover e implementar o Programa de Energia Nuclear queniano, realizando pesquisas e desenvolvimento para o setor energético. Em março de 2024, a Agência lançou seu Plano Estratégico 2023-2027, que estabelece roteiro para o desenvolvimento do programa de energia nuclear para o período.

O país possui acordos de cooperação em energia nuclear com a China, com a Rússia, com a Coreia do Sul e com a Eslovênia. Explora-se possível acordo de cooperação com os Estados Unidos.

Fertilizantes verdes

O governo do Quênia está considerando o uso de amônia verde em substituição a fertilizantes à base de combustíveis fósseis, eliminando, assim, a dependência de importações, reduzindo o custo dos fertilizantes e contribuindo para o aumento da segurança alimentar e econômica do país. A principal fonte de fertilizantes inorgânicos do Quênia tem sido a Rússia e a Ucrânia. A guerra entre os dois países expôs a produção agrícola do Quênia a riscos derivados dos preços extremamente voláteis dos fertilizantes.

A existência de recursos naturais que incentivariam a produção de hidrogênio de baixa emissão indica maior disponibilidade para produção de fertilizantes verdes (subproduto do hidrogênio). Em março do ano passado, o governo assinou acordo com a Fortescue Future Industries, empresa sediada na Austrália, para desenvolver uma instalação de amônia verde e fertilizantes, com capacidade de 300 MW, usando os recursos geotérmicos de Olkaria, em Naivasha.

Também em 2023, o Quênia começou a produzir fertilizantes verdes por meio de iniciativas da "Kenya Nut Company", uma processadora multinacional de nozes, com sede em Nairóbi. A produção de fertilizantes verdes foi acordada entre a empresa queniana e a TalusAg, uma empresa de tecnologia de amônia verde sediada nos Estados Unidos. As duas empresas concordaram em instalar o primeiro sistema comercial modular de amônia verde, que permite a produção de fertilizantes a um custo mais baixo. Nos termos do contrato firmada, a TalusAg fornecerá amônia verde à "Kenya Nut Company" por meio de uma instalação de hidrogênio para fertilizantes no local. A "Kenya Nut Company", por sua vez, usará esse fertilizante de baixo custo para produzir colheitas com mais eficiência.

Biocombustíveis

No ano passado, o governo do Quênia se comprometeu a alocar de 101.171,5 a 121.405,8 hectares de terra em áreas marginais para a empresa italiana ENI, com o objetivo de produzir óleo de mamona, crôton e algodão. A decisão foi tomada levando em conta o bem-estar das regiões áridas e semiáridas, pois evita a concorrência na cadeia de suprimento de alimentos. No âmbito dessa iniciativa, a ENI forneceria suporte técnico e treinamento aos agricultores locais em técnicas agroflorestais modernas, incluindo métodos de consorciação e conservação do solo.

Adicionalmente ao compromisso do governo, em apoio à construção de um segundo agri-hub em Makueni, o departamento de empréstimos privados do Banco Mundial, a Corporação Financeira Internacional, também concedeu empréstimo de US\$ 210 milhões à ENI. A empresa italiana contrata agricultores locais para fornecer sementes de oleaginosas para processamento em óleos vegetais que depois são enviados para transformação em biocombustíveis. Em conjunto, essas iniciativas apoiam mais de 50.000 agricultores em 11 condados, promovendo a meta do Quênia de produzir óleo de aviação e diesel de óleo vegetal hidrogenado.

O sucesso dessa parceria foi marcado pelo primeiro voo de longa distância da Kenya Airways, de Nairóbi para Amsterdã, utilizando o combustível de aviação sustentável (SAF,

na sigla em inglês) da ENI. Como resultado, a Kenya Airways tornou-se a primeira companhia aérea a integrar o SAF da empresa em um voo de longa distância, por meio da combinação do biocombustível produzido pela ENI com o combustível de aviação tradicional.

Mobilidade elétrica

A tendência global de descarbonização do setor de transportes tem levado ao avanço da mobilidade elétrica (e-mobilidade) no Quênia. Em dezembro de 2023, os veículos elétricos constituíam 1,62% dos veículos registrados naquele ano. De acordo com a Estratégia Nacional de Eficiência e Conservação de Energia do Quênia, 2020, o país pretende que pelo menos 5% do número de veículos registrados sejam veículos elétricos até 2025. Várias estações de recarga para veículos elétricos já estão instaladas em diversos locais, nas principais cidades do Quênia. Avalia-se que, com os recursos naturais de que dispõe o país, fontes de energia renováveis serão suficientes para cobrir o crescimento da mobilidade elétrica.

É importante notar que a maioria das startups locais se concentra no desenvolvimento de veículos elétricos de duas ou três rodas. Há apenas duas empresas com iniciativas de eletrificação do transporte público: A Roam, empresa sueco-queniana que produz frotas de ônibus de noventa lugares, e BasiGo, uma startup local que produz frotas de cinquenta e quatro lugares.

O governo do Quênia iniciou projeto de conectividade de última milha ("last mile connection"), facilitando, assim, a introdução de estações de carregamento de veículos elétricos em todo o país. A EPRA introduziu tarifa especial de uso de eletricidade para a mobilidade elétrica a partir de 1º de abril de 2023. Além disso, a Autoridade divulgou as Diretrizes de Infraestrutura de Carregamento de Veículos Elétricos e Troca de Baterias, que apresentam considerações sobre a configuração, o planejamento, a instalação e a operação de pontos e estações de carregamento de veículos elétricos. O sucesso dessas tarifas especiais, que também incluem a redução do imposto especial de consumo para importações de veículos elétricos de 20% para 10% e a isenção total do IVA para carros elétricos, pode ser atribuído ao crescimento da categoria de consumidores de mobilidade elétrica em 160%, de 29.097 KWh em julho de 2023 para 75.729 KWh, e ao crescimento cumulativo, até dezembro de 2023, do número de veículos elétricos registrados de 2.694 para 3.753 unidades.

A fim de cumprir o compromisso de reduzir 32% das emissões de gases de efeito estufa, o governo queniano, em conjunto com a Sociedade Alemã para Cooperação Internacional, estabeleceu padrões de importação para veículos elétricos, implementando programas-piloto de mobilidade elétrica em algumas partes do país e realizando projetos de pesquisa e desenvolvimento.

Captura, utilização e depósito de carbono

Em 2022 o Quênia foi o segundo maior emissor de créditos verificados do mercado de carbono, atrás apenas da República Democrática do Congo. Notadamente, o portfólio de

créditos de carbono do Quênia é composto na maioria por créditos baseados no meio ambiente e no uso doméstico, especificamente para fogões de cozinha. Soluções baseadas em tecnologia são relativamente novas, mas emergem no mercado devido à população jovem e experiente em tecnologia do país. Ao longo da última década, o Quênia emitiu mais de 59 toneladas métricas de créditos de carbono; porém esses créditos foram gerados apenas por poucas empresas, devido à falta de conhecimento e experiência para desenvolver e monetizar os depósitos de carbono.

Empresas de grande porte, como Air France-KLM, Apple, BHP, Delta Air Lines, Kering, Nedbank, Nestlé, Netflix, Shell e Zenlen Inc., são as principais compradoras de créditos de carbono no Quênia, a maioria delas sediada nos EUA e na Europa. No momento, o Quênia vende seus créditos no mercado de balcão por meio de negociações bilaterais, o que limita a transparência e a divulgação dos preços pelos quais os créditos são vendidos.

O governo do Quênia identificou os benefícios de entrar no mercado de créditos de carbono, com foco em seu potencial ambiental e de desenvolvimento. Além disso, reconheceu a vantagem exclusiva da receita de carbono na redução de riscos de moeda, já que a receita é gerada em dólares americanos. Trata-se de oportunidade importante para empresas vulneráveis à instabilidade de taxas de câmbio, como importadores. Nesse sentido, o governo criou o Conselho de Mudanças Climáticas, com a tarefa de orientar e direcionar as políticas de regulamentação dos mercados de carbono. A esse respeito, os rendimentos anuais dos créditos de carbono estão sujeitos a uma taxa de dedução de 25%, que é direcionada a projetos comunitários.

O governo tem incentivando o envolvimento do setor privado nesse mercado. Recentemente, a Aliança do Setor Privado do Quênia (KEPSA, na sigla em inglês) lançou um guia sobre o mercado de carbono, com o objetivo de oferecer orientações práticas e detalhadas sobre como garantir o financiamento verde e preencher a lacuna de conhecimento existente. Com esse objetivo, o guia apresenta os obstáculos existentes como oportunidades de investimento. 33. Há poucos desenvolvedores de projetos que cumprem os requisitos para participar desse mercado no Quênia. De acordo com o guia do Mercado de Carbono, desenvolvido em parceria com o Banco Mundial, apenas quatro desenvolvedores receberam créditos de carbono no Quênia, três dos quais são desenvolvedores quenianos. Isso mostra a necessidade de capacitação nesse âmbito. Além disso, a presença de órgãos locais de validação e verificação no continente africano é limitada. A maioria dos projetos é verificada por mecanismos de crédito independentes, administrados por entidades não governamentais, o que cria a necessidade de mecanismos locais ou regionais para a verificação de projetos, a fim de reduzir as barreiras e custos de transações relacionadas com a emissão de créditos de carbono.

Reino Unido

O Reino Unido empreende esforço importante de descarbonização de sua economia, frequentemente reivindicando papel de liderança em alguns segmentos energéticos renováveis. O fato de ser também um dos principais países europeus produtores de petróleo e gás natural faz com que seu esforço de transição apresente características singulares, podendo contribuir para o planejamento da transição energética brasileira.

A matriz energética britânica guarda forte semelhança com as matrizes típicas das economias desenvolvidas, em que os combustíveis fósseis constituem a parcela mais importante da demanda energética total. No caso do Reino Unido, em 2019, os combustíveis fósseis responderam por mais de 70% da demanda de energia. A outra parcela provém de fontes de baixa emissão de gases de efeito estufa (GEE): nuclear e renováveis. A título de ilustração, no início da década de 1990, a parcela de baixo carbono respondia por menos de 8% do total.

Observa-se declínio da ordem de 35% no nível de emissões de GEE nas últimas décadas, em particular nos setores de aquecimento e de geração de eletricidade. A razão para a queda se deveu à substituição do carvão mineral pelo gás natural e pela expansão das energias renováveis. Atualmente, as renováveis respondem por cerca de 30% da geração elétrica média no Reino Unido. Contribuiu também para a redução das emissões o aumento da eficiência energética, que se traduziu em queda de 15% da geração elétrica desde 2007, fruto da economia alcançada no consumo. As principais responsáveis pelas emissões de GEE no Reino Unido são as atividades relacionadas ao setor energético, correspondendo a 81% do total. A agricultura responde por 9%; processos industriais, por 6%; e os resíduos, por 4%.

Embora o Reino Unido tenha expandido a participação de renováveis na matriz energética, ocupa a 11^a posição entre os países membros da Agência Internacional de Energia (AIE), em termos da participação de renováveis no consumo interno de energia. A ainda elevada participação dos combustíveis fósseis indica o tamanho do desafio que o país deverá enfrentar nos esforços de transição energética.

Embora a preocupação acerca da mudança do clima e da necessidade de empreender a transição seja compartilhada pela maior parte da população, o entusiasmo em relação ao processo e à forma como deve ser feita varia em função do alinhamento político-ideológico dos grupos sociais. Essa postura distinta já tem causado clivagens, particularmente entre os conservadores, à medida que os desafios mais importantes de descarbonização da economia se apresentarem.

Com o objetivo de traduzir as políticas de descarbonização em benefícios concretos para o cidadão, é comum serem as políticas governamentais britânicas de neutralidade climática apresentadas no contexto de um processo de "revolução industrial verde". Chamam a atenção para a necessidade de promover reestruturação de toda a economia, que envolvam também mudanças comportamentais. Espera-se, nesse âmbito, que o

estado desempenhe papel central em promover novos investimentos e conduzir o processo de transformação.

Nesse ambiente de crescente preocupação social em relação à mudança do clima e suas consequências, e o intenso debate político sobre as políticas a adotar, o governo britânico vem apresentando conjunto de políticas públicas com o objetivo de viabilizar a transição energética, que ao mesmo tempo busque transformações estruturais na economia. De forma geral, esse conjunto de políticas encontram-se sob o guarda-chuva da ambição nacional de neutralidade climática, ou "net zero". A ambição de emissão líquidas zero até 2050 encontra-se consubstanciada na forma de lei e constitui, portanto, compromisso vinculante do estado britânico.

Segundo as prioridades definidas pelo governo nas diferentes políticas anunciadas, descrevo a seguir as principais alternativas aventadas para promover a descarbonização da matriz energética britânica.

Tecnologias para descarbonização do setor elétrico

Até recentemente, o carvão desempenhava papel central na geração elétrica no Reino Unido, processo que remonta às últimas décadas do século XIX. Atualmente, a geração solar, por exemplo, produz mais energia do que as usinas termoelétricas a carvão. A depender das condições meteorológicas de vento e sol favoráveis, o país já desfruta de períodos de vários dias seguidos sem fazer uso do carvão mineral na geração de eletricidade. Os regulamentos e a legislação limitando as emissões de GEE, cerceando o uso do carvão para geração elétrica, os mecanismos financeiros de precificação do carbono e os incentivos públicos ao uso de fontes renováveis são as principais causas da queda do uso do carvão. O abandono do carvão tem-se dado tanto pelo simples encerramento das atividades de usinas termoelétricas a carvão ou pela conversão destas a outros combustíveis, como biomassa ou gás natural. Os incentivos voltam-se também ao uso de tecnologias de captura, uso e estocagem de carbono, caso a usina opte por continuar a usar o carvão.

O desenho dos mecanismos regulatórios no mercado de energia elétrica teve também papel importante para a redução do consumo de carvão e a entrada de renováveis e do gás natural como fontes geradoras. Citam-se dois instrumentos importantes: os subsídios públicos iniciais e os mecanismos de garantia de receitas diante da escala de investimentos necessários, num contexto de alta incerteza. Os subsídios iniciais, aplicados nos anos 2000, incluíam estímulo para geração em pequena escala e incentivo à indústria no desenvolvimento tecnológico, sobretudo das eólicas offshore. Superada a incerteza tecnológica, o governo introduziu sistema de gestão de riscos de mercado, por meio dos chamados Contratos por Diferença, que oferecia preço fixo garantido para a eletricidade gerada por meio da tecnologia offshore, reduzindo, assim, as incertezas associadas ao investimento e permitindo a expansão em grande escala dessa fonte.

No caso do gás natural, a expansão de seu uso deu-se principalmente por meio de mecanismos de precificação do carbono. Esse sistema deu garantias adicionais ao investimento, canalizou recursos para soluções menos emissoras e estimulou o uso do

gás natural, tornando-o mais barato do que o carvão. Isso inverteu a posição do carvão e do gás na matriz elétrica, deixando o carvão praticamente obsoleto como fonte de energia para produção de eletricidade.

A energia nuclear é a opção que melhor conjuga fornecimento estável e de baixo carbono à rede elétrica. Seu custo marginal de geração de eletricidade é comparativamente menor, mas com limitada flexibilidade de adaptação às flutuações de demanda de energia. Já foi responsável por 25% da geração elétrica no Reino Unido, tendo caído a pouco menos de 20% em razão do fim da vida útil de algumas usinas e do volume insuficiente de investimentos no setor.

A energia nuclear tem papel importante na estratégia de descarbonização da economia britânica. Prevê-se importante aceleração da produção de eletricidade por fonte nuclear até 2050, chegando a cerca de 25% do total da energia elétrica fornecida, supondo cenário de incremento de 100% na quantidade total de energia produzida no mesmo período. A expansão nuclear dependerá não apenas da construção de grandes usinas - com os desafios acima apontados - mas do emprego dos chamados pequenos reatores modulares, cuja tecnologia ainda não se encontra plenamente operacional.

Perspectivas tecnológicas de descarbonização

Ainda que se busque maior eletrificação do consumo energético, existem segmentos de mercado de difícil eletrificação, que demandarão soluções tecnológicas que estão além das possibilidades oferecidas pelas fontes renováveis mais comuns, como eólica e solar. Trato, abaixo, das políticas britânicas previstas para o desenvolvimento de tecnologias futuras de descarbonização: armazenagem de energia, eólica offshore flutuante, hidrogênio e captura de carbono.

A capacidade de armazenagem de energia é essencial em qualquer cenário de neutralidade de carbono, em razão da produção intermitente de energia por fontes renováveis. Embora a maior parte dos projetos em operação ou previstos para o Reino Unido são de baterias de lítio de curta duração, há também soluções mais convencionais e rudimentares do ponto de vista tecnológico, como armazenamento hídrico. O objetivo é contribuir para balancear o sistema como um todo e criar mecanismos de preço que alternam ciclos de baixo e alto preço da energia.

A energia eólica offshore tradicional não pode ser expandida em áreas costeiras além de 50 m de profundidade, em razão da necessidade de instalação de bases de sustentação no fundo marinho. A opção offshore flutuante permite explorar regiões marítimas de maior profundidade, onde frequentemente se observa regime de ventos mais favorável. Essa tecnologia daria potencialmente acesso a vastos recursos energéticos em regiões marítimas mais distantes, com implicações no comércio e nos esforços globais de descarbonização da matriz elétrica. Documentos governamentais e de empresas do setor sugerem que a tecnologia das turbinas flutuantes pode ser competitiva em relação às turbinas tradicionais a partir de 2030 e que o setor de flutuantes no Reino Unido tem potencial de tornar-se polo tecnológico relevante nos próximos anos, com potencial de expansão, exportação e investimentos globais.

O hidrogênio também desempenha papel relevante nos cenários futuros de descarbonização da matriz energética britânica, sobretudo para suprir as demandas energéticas dos setores de difícil eletrificação. De forma a responder aos desafios ao desenvolvimento do mercado de hidrogênio, o governo divulgou, em agosto de 2021, a "UK Hydrogen Strategy", que busca estruturar o quase inexistente mercado de hidrogênio de baixo carbono no Reino Unido. A modesta produção inicial estará voltada para setores essenciais e prioritários. A estratégia almeja, no entanto, que até 2030 o país possa transformar-se em importante ator internacional no mercado de hidrogênio, por meio do desenvolvimento de cadeias nacionais de suprimento.

A produção inicial deverá limitar-se a 1 GW até 2025. Porém, se os planos governamentais se materializarem, o hidrogênio poderá responder, até 2050, entre 10 e 35% da oferta energética do país, abarcando setores como a indústria, o aquecimento de instalações e os transportes. De início, a estratégia prevê a expansão da produção de hidrogênio, sem preocupação demasiada em relação ao método de produção empregado, e, portanto, em relação às emissões derivadas, de forma a criar mercado significativo para esse combustível. Permanecem, no entanto, as incertezas acerca da demanda futura e da própria viabilidade do hidrogênio como alternativa energética de baixo carbono, já que seu pleno desenvolvimento depende da expansão e da viabilidade de outras fontes renováveis, em particular na geração de eletricidade de baixa emissão a custos competitivos e no provimento de infraestrutura e de tecnologias associadas ao uso desse elemento como combustível.

A perspectiva de continuidade de uso do gás natural nos próximos anos torna as tecnologias de captura, uso e armazenagem de carbono (CCUS) elemento fundamental no atingimento do net zero, essencialmente por duas razões: (i) o consumo energético não pode ser completamente eletrificado e mesmo a geração de eletricidade não pode ser inteiramente descarbonizada. A continuidade da emissão de CO₂, ainda que em níveis mais baixos, é um fato incontornável da matriz energética futura; (ii) A CCUS deverá desempenhar papel importante na indústria, na produção de hidrogênio, na combinação com biocombustíveis e nos segmentos que ainda empregarem combustíveis fósseis no futuro. Potencialmente, essa tecnologia deverá ser capaz de absorver entre 75 e 175 milhões de toneladas de CO₂ anualmente até 2050.

Como no caso do desenvolvimento da indústria do hidrogênio, o governo e as empresas envolvidas defendem que o desenvolvimento e o uso em grande escala dessas tecnologias só serão possíveis em parceria com as empresas de energia já estabelecidas, como aquelas do setor elétrico, de petróleo e gás e outras. As instalações, os capitais, o domínio das tecnologias associadas das empresas já estabelecidas é peça-chave no desenvolvimento desses dois setores, essenciais ao atingimento dos objetivos de descarbonização.

Biocombustíveis

A política de uso da biomassa divulgada pelo governo britânico busca assegurar que somente biomassa de origem sustentável possa ser empregada com os fins de produzir

energia. O ciclo de uso dos materiais orgânicos, sejam eles nacionais ou importados, deverá trazer evidência suficiente de redução líquida de emissões em comparação à queima de combustíveis fósseis. Outros elementos como a interferência em serviços ecossistêmicos (por exemplo, qualidade do solo e da água) e questões sociais (estrutura fundiária, impactos na saúde, etc) devem igualmente ser levados em consideração.

No planejamento energético do governo britânico de longo prazo, é no setor de transportes que se espera participação mais decisiva dos biocombustíveis. Por meio da Renewable Transport Fuel Obligation (RTFO), os fornecedores de combustíveis para transporte no Reino Unido estão obrigados a agregar biocombustíveis aos combustíveis providos no mercado. Atualmente, a RTFO determina que a gasolina vendida nos postos de abastecimento deve contar com até 10% de etanol e que o biodiesel deve compor até 9,75% do total do diesel fornecido.

Na medida em que se prevê a eletrificação da frota de veículos leves, o uso dos biocombustíveis deverá se concentrar principalmente em setores como aviação e transporte marítimo até 2050. Entretanto, setores como o transporte de cargas por caminhões de grande porte possivelmente precisarão recorrer, ao menos parcialmente aos biocombustíveis, na medida em que parte da frota ainda dependerá de combustíveis líquidos para sua operação.

A RTFO busca igualmente incentivar o desenvolvimento de biocombustíveis produzidos a partir de fontes sustentáveis. No contexto da aviação, procura incentivar e superar as barreiras relativas ao desenvolvimento dos projetos de Combustível Sustentável para Aviação (SAF) contribuindo para criar padrões que permitam a comercialização internacional dessa alternativa e no atingimento das metas de redução de emissões do setor aeronáutico mundial. A biomassa já desempenha papel importante na indústria e é considerada uma aliada nos esforços de descarbonização, em particular quando combinada com captura de carbono. A estratégia de uso da biomassa aponta para a priorização dos setores industriais de alto valor agregado, gerador de empregos, como a indústria de química fina e materiais especiais, a fim de assegurar máxima produtividade em relação ao uso da biomassa, cuja disponibilidade é limitada dentro dos padrões de sustentabilidade desejados. Esse uso da biomassa é ainda incipiente e requer políticas de incentivo claras e bem desenhadas.

Possibilidades de cooperação com o Brasil

Embora tenha logrado reduzir as emissões de carbono por sua matriz energética nos últimos 20 anos, em razão principalmente da substituição do carvão mineral por gás natural e por fontes renováveis na produção de eletricidade, a descarbonização da economia britânica constitui desafio mais complexo do que no caso brasileiro.

A relativa limitação na disponibilidade de recursos naturais renováveis no Reino Unido forçou o país a privilegiar a exploração de fluxos energéticos, como sol e vento, a expansão da geração nuclear e o desenvolvimento de setores das chamadas tecnologias "disruptivas", de que o hidrogênio de baixo carbono é o principal exemplo. A

descarbonização da matriz energética britânica aponta para maior eletrificação dos usos finais da energia.

Diferentemente da maioria dos países europeus, o Reino Unido tem um importante setor produtor de petróleo e gás, ainda que com produtividade decrescente. As grandes empresas britânicas do setor, em particular Shell e BP, estão entre as que mais investem em diversificação de suas atividades-fim, na esteira de seus compromissos de neutralidade de carbono até 2050. Ambas as empresas detêm investimentos importantes no Brasil, em particular exploração e produção de petróleo e gás nos campos do pré-sal.

Embora as opções dos dois países não sejam plenamente coincidentes, existem áreas de convergência que podem ensejar um fortalecimento da cooperação no contexto da transição energética. Exemplos de áreas de atuação incluem troca de experiências no mercado de energias renováveis e em políticas de descarbonização da matriz energética.

A experiência britânica de utilização de fontes renováveis de natureza intermitente em sua matriz elétrica pode contribuir para o aprimoramento da regulação brasileira, respondendo a necessidade de incorporação dessas fontes pelo Brasil, sobretudo as de origem solar e eólica. Os parâmetros regulatórios devem incluir temas como os mercados descentralizados de geração e distribuição de energia, as novas tecnologias, a segurança das redes elétricas e da informação, entre outros fatores.

No aspecto de eletrificação, o Reino Unido é um dos principais atores internacionais no mercado de energia eólica, em particular na modalidade offshore. Embora relativamente menos desenvolvido no Brasil, esse setor vem despertando o interesse de governos estaduais e locais, que vislumbram desenvolver parque industrial para a produção de eletricidade de baixa emissão e de hidrogênio.

O Brasil é um dos principais atores internacionais no mercado de biocombustíveis, em razão sobretudo da dimensão de sua política de produção e uso do etanol. A bioenergia, no entanto, é ainda vista com reserva na Europa. O engajamento com o Reino Unido pode contribuir para reverter essa visão negativa, abrindo espaço para cooperação no desenvolvimento de novos biocombustíveis, com programas de cooperação em pesquisa científica, transferência de tecnologia e investimentos futuros.

A experiência de transformação do setor de petróleo e gás como um ativo para a transição energética corresponde também a segmento promissor na cooperação. A forma como o Reino Unido vem combinando os ativos da indústria de petróleo e gás, suas tecnologias e infraestruturas, é de interesse estratégico do Brasil, que também dispõe de um parque produtivo importante no setor e que deverá se defrontar, no futuro, com o desafio de reorientar o uso desses ativos em prol dos esforços de transição energética e da sobrevivência do próprio setor.

Tanto no Brasil quanto no Reino Unido, a transição energética pode ser associada à revitalização de atividades industriais. Sob o marco de uma possível revolução industrial

verde, é interessante que os dois países busquem mais intercâmbios sobre as possibilidades de uma economia sustentável.

Cooperação em curso entre o Brasil e o Reino Unido no âmbito da transição energética

Durante a COP28, em Dubai, o Brasil assinou Declaração com o Reino Unido para co-presidir o Hub de Hidrogênio Brasil-Reino Unido. A iniciativa já vem produzindo frutos, como a visita técnica de especialistas e representantes governamentais brasileiros ao Reino Unido, em fevereiro último, para aprofundamento da cooperação sobre políticas de hidrogênio de baixo carbono. Adicionalmente, a cooperação bilateral vêm discutindo possibilidades de aprofundar os intercâmbios no âmbito da descarbonização da indústria.

A importância do Brasil como potencial destino de investimento em energias renováveis desperta natural interesse do Reino Unido. A presidência consecutiva do G20 e da COP30 poderá contribuir para reforçar a posição do Brasil como ator nas tratativas sobre o tema. A possibilidade de cooperação com o Reino Unido poderá igualmente contribuir para dinamizar os diferentes mercados de renováveis no Brasil e para internacionalizar as soluções brasileiras de descarbonização.

Seguem abaixo fontes adicionais com informações detalhadas sobre as políticas britânicas no âmbito da transição energética e da neutralidade climática em geral:

The UK's plans and progress to reach net zero by 2050

<https://researchbriefings.files.parliament.uk/documents/CBP-9888/CBP-9888.pdf>

UK Hydrogen strategy

https://assets.publishing.service.gov.uk/media/64c7e8bad8b1a70011b05e38/UKHydrogen-Strategy_web.pdf

Civil Nuclear: roadmap to 2050

https://assets.publishing.service.gov.uk/media/65c0e7cac43191000d1a457d/6.8610_D_ESNZ_Civil_Nuclear_Roadmap_report_Final_Web.pdf

UK carbon capture, usage and storage

<https://www.gov.uk/guidance/uk-carbon-capture-and-storage-government-funding-and-support>

Biofuels

<https://www.gov.uk/government/publications/biomass-policy-statement-a-strategic-view-on-the-role-of-sustainable-biomass-for-net-zero>

Electric Vehicles: costs, charging and infrastructure

<https://www.gov.uk/government/publications/electric-vehicles-costs-charging-and-infrastructure/electric-vehicles-costs-charging-and-infrastructure>

Net zero strategy build back greener

<https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6194dfa4d3bf7f0555071b1b/net-zero-strategy-beis.pdf>

The ten point plan for a green industrial revolution

https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5fb5513de90e0720978b1a6f/10_POINTS_PLAN_BOOKLET.pdf

Introduction to the onshore wind developments

<https://assets.publishing.service.gov.uk/media/61b87e3b8fa8f50384489ccb/community-engagement-and-benefits-from-onshore-wind.pdf>

Industrial strategy: offshore wind sector deal

https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5c9e235740f0b625e647be07/BEIS_Offshore_Wind_Single_Pages_web_optimised.pdf

Powering up Britain: Energy security plan (2023)

<https://assets.publishing.service.gov.uk/media/642708eafbe620000f17daa2/powering-up-britain-energy-security-plan.pdf>

Rússia

CONTEXTO GERAL

A matriz energética russa mostra predomínio do uso de recursos não-renováveis. Segundo dados da Agência Internacional de Energia (2021), o gás natural responde por 55% da geração, seguido por petróleo (20%) e carvão (15%). Usinas nucleares respondem por 7% e hidrelétrica por 2%. Fontes solares, eólicas ou biocombustíveis têm papel marginal.

A Rússia detém as maiores reservas conhecidas de gás natural e é a maior exportadora e segunda maior produtora desse recurso. O país também ocupa a posição de 2º maior exportador e 4º maior produtor mundial de petróleo. O peso desses recursos como fonte de receita e instrumento geopolítico, intensificado em razão das sanções impostas ao país no contexto do conflito na Ucrânia, acabam por representar desafio à adoção de políticas de transição energética.

Não obstante, a "Estratégia Energética da Federação da Rússia", aprovada em 9 de junho de 2020, que estabeleceu como prioridade o fortalecimento da posição global do país no setor energia, define como prioridades: i) a promoção da diversificação estrutural, em que a energia de carbono deverá ser complementada por fontes limpas; a exportação de recursos energéticos complementada pela exportação de equipamentos, serviços e tecnologias; a ampliação da gama de aplicações de energia elétrica, GNL e combustível para motores a gás; ii) transformação digital e aumento do valor agregado do setor de combustíveis e energia, resultando em maior qualidade dos processos no setor e em novas oportunidades para os consumidores de produtos e serviços energéticos.

O documento faz, ainda, referência à adoção de medidas de mitigação e controle dos impactos ambientais dos setores de combustíveis e energia, bem como a adaptação à mudança do clima, inclusive por meio da redução de emissões.

USO DE TECNOLOGIAS RENOVÁVEIS

A Rússia destaca-se pela liderança na produção de reatores nucleares. De especial interesse são os pequenos reatores modulares ("SMR", na sigla em inglês), já utilizados com segurança e confiabilidade nos navios quebra-gelo nucleares russos. Em 2019, a Rosatom colocou em operação um reator flutuante no Ártico e em 2023, recebeu autorização para construir reator modular na região de Iacútia.

A Rosatom apresenta os SMRs como alternativa competitiva para a geração de energia em áreas remotas, de forma ecologicamente correta e com alto nível de segurança, e já sinalizou, em diversas oportunidades, seu interesse em oferecer esses equipamentos ao Brasil.

As pesquisas em hidrogênio têm por objetivo a criação de "cluster" de serviços e soluções de alta tecnologia. À criação de três projetos-piloto para estudos de viabilidade e testes de novas tecnologias, somam-se 20 projetos em áreas como desenvolvimento,

aperfeiçoamento e implantação de tecnologias para a produção, transporte e armazenamento de hidrogênio.

A participação da energia eólica é ínfima, com capacidade total instalada de apenas 2,47 GW (dados de 2023). O setor registra crescimento, mas não recebe aportes significativos de investimento em P&D.

Embora a geração de energia solar seja ainda menor (apenas 1,96 GW, ou 0,78% da geração total), existem planos para melhorar o aproveitamento dessa fonte energética. Segundo levantamento oficial, o potencial solar da Rússia excede significativamente o dos países europeus, e a produção solar do país deverá exceder a de líderes nesse segmento, como a Alemanha.

O segmento de fertilizantes verdes começa a ganhar importância no país. Em 2022, o Registro Estatal da Rússia lançou o selo "Referência Verde/Green One" para produtos que atendam aos seguintes princípios:

- i. compromisso com padrão de agricultura ambientalmente responsável;
- ii. uso de fertilizantes com características e padrões ambientais aprimorados;
- iii. promoção da segurança da saúde humana, minimizando os níveis de metais pesados nos alimentos produzidos a partir de culturas que utilizam fertilizantes com características ecológicas aprimoradas.

No segmento de biocombustíveis, há esforços localizados para a substituição de caldeiras a carvão ou óleo por equipamentos que usem biomassa em áreas onde o acesso ao gás natural é limitado. No entanto, a produção desses combustíveis enfrenta desafios em razão da ampla disponibilidade de fontes não renováveis. Sob a perspectiva econômica, opta-se por utilizar os solos disponíveis para a produção de alimentos.

Os investimentos em mobilidade elétrica estão ligados ao desenvolvimento de veículos autônomos, segmento em que o país tem logrado grandes avanços com a adoção de legislação bastante avançada. Além do uso urbano, prevê-se o uso de caminhões autônomos no transporte de cargas, notadamente no setor de mineração, na agricultura e na exploração do Ártico.

Em 2023, foi lançado modal de transporte usando caminhões autônomos que circulam na rodovia M-11, entre São Petersburgo e Moscou. O projeto integra a iniciativa "Corredores Logísticos Não Tripulados", que busca criar rede de 19,5 mil quilômetros de corredores logísticos para veículos autônomos até 2030.

As atividades ligadas à captura, utilização e ao depósito de carbono oferecem interessante oportunidade para parcerias com o Brasil. Em 2021, o Ministério da Ciência e Educação Superior da Federação da Rússia lançou projeto piloto para criar uma rede de "polígonos de carbono" ("carbon supersites"), regiões nas quais são realizadas medições e monitoramento a fim de desenvolver sistema avançado de observação de gases de ação climática, como dióxido de carbono, metano, óxido nitroso e outros.

Durante a visita do MCTI no contexto da realização de 12^a reunião da Comissão Intergovernamental Brasil-Rússia de Cooperação Econômica, Comercial, Científica e Tecnológica (CIC), em fevereiro de 2024, a Universidade Estatal de Tyumen e a Universidade Estatal de Engenharia Florestal de Voronezh manifestaram interesse em cooperar com o Brasil no desenvolvimento de projetos conjuntos para o monitoramento de sítios de carbono.

Singapura

Contexto geral e recursos naturais disponíveis

Singapura apresenta dependência externa praticamente completa de insumos energéticos. Estes são provenientes em sua maior parte da Indonésia e da Malásia, para gás natural por dutos; Estados Unidos, Catar e Austrália para gás natural liquefeito; e do Catar e dos Emirados Árabes Unidos, para petróleo.

De acordo com dados da Energy Market Authority, em 2022, último ano completo para os quais há dados disponíveis, a importação de energia atingiu 145.268,1 mil toneladas equivalentes de petróleo (ktoe). O petróleo bruto foi responsável por 49.704,2 ktoe (correspondendo a 34,2% do total de ktoe importada) e produtos petrolíferos, como óleo diesel, gasolina, querosene de aviação e nafta, totalizaram 84.522,2 ktoe (58,2% do total). O gás natural, por sua vez, contribuiu com 10.542,1 ktoe, o que equivale a cerca de 7,3% do total, divididos entre gás natural por gasodutos, com 6.418,9 ktoe, e gás natural liquefeito, com 4.123,2 ktoe. O carvão limitou-se a 415,7 ktoe, representando apenas 0,29% do total.

Em 2022, as exportações de energia totalizaram 72.663,5 ktoe. Dentre essas exportações, o petróleo bruto contribuiu com 984,7 ktoe (1,36% do total exportado) e os produtos petrolíferos se destacaram como a principal categoria exportada, totalizando 71.677,9 ktoe (98,64% do total exportado).

De acordo com a mesma fonte, em 2022 a composição da matriz elétrica refletiu significativa dependência do gás natural, representando parcela substancial de 92,0%. Produtos derivados do petróleo contribuíram com uma parcela de 2,6%, enquanto o carvão representou uma pequena fração de 1,0%. Outras fontes compuseram os restantes 4,4%.

Em 2022, o consumo total de eletricidade atingiu 54.884,9 gigawatts-hora (GWh). O setor industrial foi responsável pelo maior consumo, totalizando 22.693,9 GWh (41,34% do consumo total). As atividades comerciais e de serviços também exibiram demanda significativa, consumindo 21.187,3 GWh (38,60% do total). Por fim, as residências consumiram 7.911,0 GWh (14,40% do total) e o setor de transporte utilizou 2.899,7 GWh (5,28% do consumo total).

Como o país importa quase a totalidade da energia elétrica e o gás consumidos no país, está sujeito às flutuações de preços no mercado externo, inclusive aqueles decorrentes de eventos geopolíticos como a invasão da Ucrânia e o agravamento do conflito na Faixa de Gaza. O aumento no custo do petróleo tem efeito inflacionário e afeta particularmente o setor de logística, importante na economia local.

Políticas nacionais

Singapura é particularmente vulnerável à mudança do clima e ao aumento do nível dos oceanos. Acrescido do fato de não dispor o país de fontes significativas próprias de

energia não-renovável, isso encoraja a formulação de diversas políticas nacionais voltadas para energia limpa. Essas políticas visam, em seu conjunto, contribuir para a meta do país de zerar suas emissões líquidas em 2050 ("net-zero by 2050"). Entre elas, destacam-se (a) promoção de pesquisa relacionada ao tema, (b) biocombustíveis, (c) mobilidade elétrica, (d) energia nuclear, (e) mercado de carbono e taxa de carbono.

(a) promoção de pesquisa relacionada ao tema

O governo apoia pesquisas sobre diversas estratégias de descarbonização do setor energético, incluindo tecnologias para captura, utilização e armazenamento de carbono (719/21), hidrogênio verde e sistemas avançados de energia geotérmica (593/23).

Singapura abriga vários institutos de pesquisa dedicados ao tema da energia limpa, entre os quais se destacam:

- Ecolabs Centre of Innovation for Energy. Centro de inovação na área de energia fundado pela Nanyang Technological University (NTU), em parceria com a agência governamental Enterprise Singapore e com a Associação de Energia Sustentável de Singapura (SEAS), o Ecolabs apoia startups e pequenas e médias empresas do setor de energia, oferecendo instalações para o desenvolvimento de inovação, disponibilizando mão de obra para P&D, e criando oportunidades de negócios. Entre suas linhas de pesquisa e desenvolvimento estão eletromobilidade, "digital grids", edifícios verdes e eficiência energética, e soluções para cidades inteligentes.
- Solar Energy Research Institute of Singapore (SERIS), da National University of Singapore (NUS). Um dos principais laboratórios solares do mundo, o instituto realiza pesquisa, desenvolvimento, testes e consultoria em tecnologias de energia solar e sua integração em edifícios e sistemas de energia;
- Energy Research Institute @ NTU (ERI@N), da Nanyang Technological University. O instituto desenvolve programas de pesquisa interdisciplinares, com soluções inovadoras para enfrentar desafios de energia sustentável;
- JTC CleanTech Park. Primeiro parque empresarial ecológico de Singapura, o JTC dedica-se a pesquisa e desenvolvimento (P&D), bem como atestes de tecnologia e soluções sustentáveis.

(b) biocombustíveis

Singapura envida esforços para tornar o país um centro para refino na região, valendo-se da infraestrutura existente para o processamento de petróleo. O país abriga refinaria de biocombustíveis da empresa finlandesa Neste, considerada a maior do mundo no momento de sua inauguração em 2010. A capacidade de produção da planta abrange a geração de diesel renovável, que não se direciona ao mercado doméstico, mas, em sua maior parte, à exportação para países da América do Norte e da União Europeia. Não se identifica a adoção de políticas específicas ou mesmo de metas gerais de incentivo ou regulamentação do mercado doméstico para a utilização de biodiesel no sistema de transportes do país.

(c) mobilidade elétrica

Em 2020, Singapura adotou como meta eliminar até 2040 a circulação nacional de veículos de motor de combustão interna. A frota deverá ser gradativamente composta por veículos híbridos e veículos elétricos.

(d) energia nuclear

Em relatório sobre o planejamento energético do país ("Energy 2050 Committee Report", publicado pela Energy Market Authority), a energia nuclear foi considerada como fonte potencial alternativa, podendo prover até 10% das necessidades energéticas locais em 2050. O governo, que vinha considerando este tipo de fonte como "inadequada" para Singapura, pareceu demonstrar disposição de reverter a posição, tendo presente o contexto internacional adverso e o objetivo nacional permanente de segurança energética.

(e) mercado de carbono e taxa de carbono

O país busca promover o estabelecimento de um ecossistema de comércio e serviços de carbono, tirando proveito de sua experiência como plataforma de serviços financeiros e das perspectivas de acentuado crescimento futuro do mercado. Como exemplo de iniciativa nesse sentido, menciona-se a "GoNetZero", subsidiária da estatal local Sembcorp, responsável pelo desenvolvimento de projetos de geração de energia renovável e negociação de créditos de carbono.

Adicionalmente, após período de apoio ao mercado voluntário de crédito de carbono, o país decidiu implementar, de forma progressiva, a partir de 2024, cobrança de taxa de carbono. Há previsão de instituição de mecanismo de compra de crédito de carbono para abatimento de impostos.

Parcerias internacionais

Singapura celebrou diversos memorandos de entendimentos ou outros tipos de acordo sobre economia verde com relevância para o setor energético. Na Ásia, celebrou instrumentos do gênero com Butão, Camboja, Malásia, Indonésia, Vietnã e Tailândia. Com países europeus, há acordo com a França e com o Reino Unido. Com países latino-americanos, há instrumentos com Colômbia e Peru. Além disso, há acordos firmados com Quênia, Austrália e Nova Zelândia. Com os Estados Unidos, Singapura firmou Parceria em Clima, lançada em agosto de 2021, por ocasião da visita da vice-presidente Kamala Harris ao país.

Trata-se, em muitos casos, de MoUs celebrados ao amparo do Artigo 6 do Acordo de Paris, na área de transferência de créditos de carbono excedentes. O escopo desses compromissos pode variar. O instrumento celebrado com a Austrália, por exemplo, trata de cooperação para o desenvolvimento de energias limpas, em particular hidrogênio verde e captura e armazenagem de carbono. No instrumento celebrado com a Nova Zelândia, há previsão de estabelecimento de "rotas aéreas verdes" entre os dois países, com uso de fontes sustentáveis de energia nos voos entre os dois países. O instrumento

firmado com o Reino Unido tem por objetivo o desenvolvimento de certificação e regulação do hidrogênio verde, bem como aspectos políticos, regulatórios e técnicos de captura, utilização e armazenamento de carbono.

O tema de energia renovável também constou no Memorando de Entendimento da Zona Econômica Especial Johor Bahru-Singapura (JS-SEZ), celebrado com a Malásia, no qual foram feitas previsões de iniciativas de cooperação em energia renovável na zona econômica especial. O tema é discutido em reuniões do alto nível, de que são exemplos os encontros de autoridades de Singapura com autoridades do Japão, China, Arábia Saudita e Laos.

possibilidades de parcerias com o Brasil.

Singapura compartilha com o Brasil a percepção de que a transição energética e a mitigação de emissões no setor de energia devem ocorrer de forma justa e equilibrada, levando em conta as especificidades das realidades nacionais, o aumento na demanda por energia e o imperativo da segurança energética. Assim expressaram na Declaração Conjunta Brasil-Singapura emitida por ocasião da visita ao Brasil do Chanceler de Singapura, Vivian Balakrishnan, em 17 de abril de 2023.

Na ocasião, ambos os países se comprometeram a promover o diálogo bilateral sobre o assunto e a apoiar pesquisa sobre o tema, além de promover a descarbonização do setor de transporte, inclusive por meio de biocombustíveis sustentáveis. Singapura tem buscado aproximar-se do Brasil com o objetivo de compra de créditos de redução de emissões.

Suécia

A Suécia lidera a tabela de classificação de 2023 do Índice de Transição Energética (ETI) do Fórum Econômico Mundial. Com aproximadamente 10,5 milhões de habitantes, é o 19º colocado na classificação de países com o maior consumo de energia per capita do mundo (aproximadamente 60 mil KWh, segundo dados de 2021). As emissões de carbono suecas, por outro lado, encontram-se abaixo da média mundial (3,82 toneladas per capita).

O suprimento total de energia na Suécia se apresenta da seguinte forma, conforme dados da Agência Internacional de Energia relativos a 2022: biocombustíveis e aproveitamento de resíduos (29%), nuclear (28%), petróleo (18,5%), hidráulica (12,5%), eólica e solar (7,5%), carvão (3,2%) e gás natural (1,2%). Já a produção de eletricidade no país é composta, em linhas gerais, da seguinte forma: hidrelétrica (41%), nuclear (30%), eólica (19%), biocombustíveis (5,5%), aproveitamento de resíduos (3%), solar (1%) e carvão (0,5%).

A parcela de energia renovável usada na Suécia continua crescendo. O país atingiu em 2012 a meta governamental de 50% que havia sido estabelecida para 2020. Para o setor elétrico, o objetivo é de 100% de produção de eletricidade renovável até 2040. Tal meta, contudo, depende das consequências práticas, nos próximos anos, das decisões políticas relativas ao tema da desativação de usinas nucleares no país.

A Suécia é atualmente um dos líderes globais em descarbonização. Tem metas de reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 59% até 2030, em comparação com 2005, e de ter uma economia de carbono líquido zero até 2045. O país foi o primeiro a introduzir a precificação do carbono e tem o preço de carbono mais elevado do mundo, iniciativa que se mostrou eficaz para impulsionar a descarbonização.

Enquanto a maior parte da geração de eletricidade da Suécia advém, desde a década de 1980, da energia hidrelétrica e nuclear, em conjunto com a crescente contribuição da energia eólica, a calefação é fornecida principalmente por meio de aquecimento urbano baseado em bioenergia.

A maior parte das emissões de gases do efeito estufa da Suécia provém do setor de transportes, que continua dependente do petróleo. O governo tem a meta de reduzir as emissões dos transportes em 70% de 2010 a 2030 e está apoiando a descarbonização do setor por meio da eletrificação e de biocombustíveis avançados.

A Suécia também está apoiando a descarbonização industrial e abriga um dos primeiros grandes projetos de produção de aço à base de hidrogênio: a empresa H2 Green Steel iniciou a produção na primeira usina de "aço verde" da Europa, em Boden, no norte do país - usando hidrogênio para substituir o carvão, a empresa espera lançar os primeiros lotes de aço até 2025.

De acordo com as estatísticas mais recentes da Agência Sueca de Energia, o total de energia fornecida pelo sistema sueco em 2020 foi de 508 TWh, com a seguinte distribuição entre as principais fontes: biocombustíveis (141 TWh), combustível nuclear (138 TWh), petróleo e derivados (104 TWh), energia hidrelétrica (72 TWh), energia eólica (28 TWh), carvão (18 TWh) e gás natural (14 TWh). Desse total ofertado, o consumo de energia foi de 355 TWh, enquanto 144 TWh corresponderam a perdas e outros usos. Do consumo total, a parcela principal correspondeu à geração de eletricidade (120 TWh), seguida do uso de biocombustíveis (90 TWh) e de derivados de petróleo (77 TWh).

Desde meados da década de 1980, o consumo de energia na Suécia tem-se mantido relativamente estável, entre 500 e 600 TWh, mas com alteração significativa das fontes utilizadas. Consideradas as últimas quatro décadas, o uso de biocombustíveis triplicou, enquanto o de petróleo e derivados sofreu redução de mais de 50%. Isso se deveu principalmente à diminuição do uso dessas fontes de energia para a calefação residencial e o uso na indústria, em favor da bioenergia.

O aumento do uso de biocombustíveis foi favorecido pela ampla disponibilidade de recursos florestais neste país, uma vez que 70% do território sueco é coberto por florestas. Rejeitos da indústria florestal são amplamente usados na produção de energia. Vale destacar igualmente os esforços de inovação da indústria local, capaz de desenvolver equipamentos com elevado grau de eficiência na geração de bioenergia para aquecimento urbano e cogeração.

Com a gradual diminuição do uso industrial e residencial do petróleo e seus derivados, a Suécia logrou reduzir em 46% as emissões de CO₂ per capita entre 2000 e 2020. Ainda assim, a queima de combustível fóssil continua a ser a principal fonte de emissão de CO₂ na Suécia, sendo o petróleo responsável por 70% do total das emissões, seguido do carvão (15,6%) e do gás natural (2,5%).

O setor de transporte ainda é o que mais contribui para a emissão de gases do efeito estufa (45% do total das emissões), seguido da indústria (20%). Não por acaso, é um dos setores que ainda mantém uma das participações mais baixas no consumo de energia elétrica (apenas 3,1% em 2021), enquanto a indústria e as residências absorvem cerca de 36% cada, seguidos do setor de serviços (23%).

Frente ao panorama acima apresentado, os esforços de transição energética em curso na Suécia têm-se concentrado no aumento da eletrificação dos transportes e no avanço da descarbonização na geração de eletricidade. Note-se que, em contraste com a tendência observada durante os mais recentes governos social-democratas (2014-2022), durante os quais foram desativados quatro dos dez reatores nucleares do país, a coalizão atualmente no poder, liderada pelo primeiro-ministro Ulf Kristersson (Moderados), planeja ampliar o uso de energia nuclear. Com efeito, em novembro de 2023 o governo apresentou plano estratégico que prevê aumento da produção equivalente a dois reatores nucleares (2500 MWe) até 2035, com "expansão maciça" nos anos seguintes, de forma a atender demanda de pelo menos 300 TWh até 2045 o que equivaleria a 10 novos reatores convencionais de grande escala.

Analistas, contudo, têm apontado entraves para tais planos. Indicam, por exemplo, não haver capacidade produtiva disponível atualmente no mundo para a construção e o funcionamento de dois novos reatores na Suécia até 2035. Além disso, as poucas empresas capazes de construir reatores nucleares enfrentam problemas na entrega dos projetos já em curso.

Com respeito a possibilidades de parcerias, identifica-se amplo potencial de colaboração entre Brasil e Suécia especialmente em duas áreas: geração de energia por meio da gestão e reciclagem de resíduos urbanos e desenvolvimento de iniciativas na área de hidrogênio verde.

Suíça

No que diz respeito ao contexto geral do setor energético na Suíça, nos últimos 5 anos, este país consumiu, em média, cerca de 225 terawatts-hora (TWh) por ano, importando cerca de 70% desse total.

A energia hidroelétrica domina a matriz energética suíça, sendo a principal fonte da fonte de energia doméstica, responsável por quase 60% da produção de eletricidade do país. A Suíça conta com uma extensa rede de 682 centrais hidroelétricas, incluindo a grande barragem Grande Dixence, com 285 metros de altura, que produz energia para 500 mil famílias. Essa abundante capacidade hidroelétrica permite à Suíça exportar excedentes de eletricidade nos meses de verão, enquanto importa eletricidade durante o inverno, quando a procura é maior.

A energia nuclear responde por cerca de 35% da eletricidade gerada da Suíça, embora o país tenha decidido prescindir gradualmente tal fonte de energia por meio do desmantelamento das centrais existentes no final da sua vida útil.

Em 2021, 42 TWh (67%) dos 63 TWh de produção total de eletricidade provinham de fontes de energia renováveis. No mesmo ano, a energia hidroelétrica representou 59% da produção total de eletricidade. Fontes renováveis como a solar, a eólica e a biomassa representam atualmente cerca de 6% da produção de eletricidade da Suíça, mas a sua participação vem aumentando desde 2010. Recentemente, o país estabeleceu objetivos para expandir significativamente a energia eólica e solar no âmbito da "Estratégia Energética 2050". No entanto, o potencial para a energia eólica é limitado devido a restrições geográficas e regulatórias.

No geral, a Suíça depende fortemente dos combustíveis fósseis importados, em particular do petróleo, para satisfazer cerca de 70% das suas necessidades energéticas totais. O governo vem trabalhando para reduzir tal dependência, por meio da "Estratégia Energética 2050" e de uma maior ênfase nas fontes de energia renováveis nacionais.

No que diz respeito ao arcabouço legal relativo à transição energética, em setembro de 2022, a Suíça aprovou a "Lei Federal sobre os objetivos de proteção do clima, inovação e reforço da segurança energética", popularmente conhecida como "Lei do Clima".

O objetivo da referida legislação é o de implementar neste país os compromissos do Acordo de Paris, especialmente com relação à emissão de gases de efeito estufa. Seu texto integral em francês, alemão e italiano pode ser consultado no seguinte endereço: <https://www.fedlex.admin.ch/eli/fga/2022/2403/fr>.

Entre suas medidas principais, a referida lei prevê que o saldo líquido de emissões de gases de efeito estufa seja zerado até o ano de 2050. O texto contempla igualmente um "programa de incentivo" no valor de CHF 200 milhões por ano ao longo de uma década, com o objetivo de substituir os sistemas de aquecimento doméstico a gás e petróleo por

sistemas baseados em energias renováveis. A "Lei do Clima" foi submetida a referendo popular em junho de 2023, tendo sido aprovada por 59,1% dos votantes.

Em paralelo, o Conselho Federal (Poder Executivo, de natureza colegiada) orienta-se por uma moldura de políticas públicas chamada "Estratégia Energética 2050" (https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/politique/strate_gie-energetique-2050.html/) que engloba outras medidas e iniciativas além da referida "Lei do Clima".

A respeito das áreas de interesse mencionadas, as principais políticas públicas ora existentes da Suíça são as seguintes:

- Energia eólica: a energia eólica desempenha um papel de apoio na política energética suíça, nomeadamente no âmbito da referida "Estratégia Energética 2050", que tem como objetivo reforçar a sustentabilidade e a segurança do aprovisionamento energético, reduzindo simultaneamente a dependência da energia nuclear. Disposições específicas incluem maiores incentivos financeiros e apoio regulatório para promover o desenvolvimento de tal modalidade de geração. Por exemplo, instalações de energia eólica são reconhecidas como de interesse nacional quando produzem pelo menos 20 GWh por ano. Por outro lado, há no país grupos muitos ativos de oposição à energia eólica. Desde o início de um projeto até que este receba uma autorização de operação juridicamente vinculante podem transcorrer até 20 anos. Como país mediterrâneo, a Suíça não dispõe de produção offshore de energia eólica;

- Energia solar: a energia solar desempenha um papel importante na política energética da Suíça, especialmente no âmbito da "Estratégia Energética 2050". A "Lei do Clima" introduziu medidas para promover a energia solar, incluindo incentivos financeiros para sistemas fotovoltaicos. O sistema visa a incentivar o autoconsumo e a comercialização direta, permitindo que os operadores vendam a sua eletricidade diretamente, com o objetivo de integrar a energia solar de forma mais eficaz no mercado. Entre 2011 e 2022, a participação da energia solar na matriz energética suíça passou de 0,3% a 4,6%;

- Energia nuclear: a Suíça possui um programa de energia nuclear importante, que produz cerca de 35% da eletricidade do país, que conta atualmente com três centrais nucleares comerciais com um total de quatro reatores operacionais. Em 2022, as centrais nucleares na Suíça produziram 23 terawatts-hora (TWh) de eletricidade, representando 37% da produção bruta total de eletricidade do país de 62 TWh. A capacidade nuclear da Suíça manteve-se relativamente estável nas últimas décadas, com ganhos de potência que permitiram aos reatores existentes aumentar a sua produção. No entanto, em 2011, após o acidente nuclear de Fukushima, o governo suíço decidiu eliminar gradualmente a energia nuclear, desativando as centrais existentes no final da sua vida útil. A primeira central desativada, Mühleberg, foi fechada em 2019 e espera-se que as restantes sejam desativadas até 2044. Apesar da planejada eliminação progressiva da energia nuclear, a Suíça tenciona manter e desenvolver sua competência nuclear, colaborando com a AIEA em matéria de segurança nuclear, proteção e salvaguardas;

- Biocombustíveis: os biocombustíveis desempenham um papel complementar na política energética suíça, especificamente no âmbito da "Estratégia Energética 2050". A

Lei do Clima apoia a produção de eletricidade a partir da biomassa através de incentivos financeiros, tais como contribuições para investimentos e tarifas de alimentação ("feed in tariffs"). As contribuições de investimento para instalações de biomassa destinam-se a aumentar a produção de eletricidade ou a prolongar a sua vida útil económica, cobrindo até 20% dos custos dos investimento a que se aplicam. Cabe ressaltar, porém, que na avaliação da "Energy Policy Review" da Suíça, elaborada pela Agência Internacional de Energia em 2023, "(...) a longo prazo, o futuro da bioenergia para a produção de eletricidade e aquecimento é incerto, uma vez que o potencial de produção interna é limitado e a maioria dos biocombustíveis é importada";

-Mobilidade elétrica: os veículos elétricos e o conceito mais amplo de mobilidade elétrica estão cada vez mais no centro da política energética suíça, em especial no âmbito da "Estratégia Energética 2050". Os veículos elétricos registaram um rápido aumento neste país, passando de 1.044 unidades em 2012 para 174.796 em 2022. Em 2018, o governo lançou um "roteiro da eletromobilidade" com o objetivo de atingir uma total 15% no registro de novos veículos eléctricos plug-in de passageiros (veículos exclusivamente elétricos e híbridos plug-in) até 2022. Este objetivo foi alcançado antes do previsto devido aos esforços desenvolvidos pela indústria de importação de automóveis e à evolução das preferências da população. Em consulta com as partes interessadas, o governo estendeu o plano até 2025 e estabeleceu três novos objetivos: em primeiro lugar, o total de registro de veículos eléctricos plug-in deve atingir 50% até ao final de 2025; em segundo lugar, até ao final de 2025, devem estar disponíveis 20 mil postos de carregamento de acesso geral, numa base de implantação voluntária. Para fins de comparação, em janeiro de 2023 existiam 9.132 estações desse tipo em todo o país. Finalmente, o terceiro objetivo diz respeito à expansão da infraestrutura de carregamento em edifícios residenciais sob a modalidade de condomínio, em empresas e estradas que não são de competência federal.

Tailândia

Embora o tema da transição energética esteja cada vez mais presente na elaboração de políticas de estado e no debate público interno, a Tailândia ainda se encontra no estágio inicial do processo de descarbonização de sua economia. O país continua altamente dependente de fontes não-renováveis de energia, com preocupante tendência de aumento da participação de gás natural em sua matriz energética, sobretudo por meio da importação do mencionado recurso. Adicionalmente, a Tailândia carece de quadro regulatório que viabilize investimentos em tecnologias de baixo carbono em áreas onde tem grande potencial, como energia eólica "offshore" e hidrogênio.

A despeito desse cenário, é possível observar o desenvolvimento de diversas iniciativas que sinalizam na direção de um maior comprometimento do governo e do setor privado tailandeses com a transição para fontes mais limpas de energia, em sintonia com os compromissos internacionais assumidos pelo país.

Em novembro de 2022, a Tailândia atualizou suas Contribuições Nacionalmente Determinadas ("NDCs", na sigla em inglês), no âmbito do Acordo de Paris. As metas revisadas estabelecem que o país reduzirá as emissões de gases de efeito estufa (GEE) em 30% em relação aos níveis projetados de atividade normal ("business as usual") até 2030, com a indicação de que poderá, potencialmente, alcançar redução de até 40%, caso conte com suporte técnico e financeiro adequado por parte dos países desenvolvidos. As novas NDCs demonstram postura ambiciosa por parte da Tailândia, cujo compromisso anterior, apresentado em 2020, se limitava a uma redução de 20% das emissões.

GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

De acordo com a Agência Internacional de Energia (AIE), para que a Tailândia cumpra com os NDCs, 32 GW de capacidade instalada de renováveis deverão ser adicionados à matriz elétrica até 2030, seguidos de 42 GW adicionais até 2037. Paralelamente, o país deverá, segundo aquela agência, abandonar o atual planejamento, que prevê a instalação de 13,4 GW adicionais oriundos de termelétricas a gás natural. A AIE recomendou, ainda, que o país desenvolva e expanda sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS, na sigla em inglês), a fim de conferir estabilidade e segurança à rede, permitindo a incorporação progressiva de fontes variáveis (eólica e solar) à matriz elétrica. A Tailândia possui atualmente capacidade de geração instalada de cerca de 49 GW, dos quais menos de 5 GW são oriundos de fontes renováveis (hidráulica, solar e eólica "onshore").

Com efeito, a descarbonização da matriz elétrica deverá necessariamente ocupar posição central na estratégia tailandesa de transição energética. Segundo dados da AIE, aproximadamente 25% das emissões de GEE tailandesas são oriundas do setor de geração de eletricidade. Em 2023, fontes não renováveis perfizeram 73% da eletricidade consumida na Tailândia, enquanto as usinas de fontes renováveis do país responderam

por apenas 13% de todo o consumo. Importações de eletricidade de países vizinhos - sobretudo oriundas de hidrelétricas no Laos - supriram, por sua vez, os 14% restantes da demanda interna.

Historicamente, o Plano de Desenvolvimento de Energia Elétrica (PDP, na sigla em inglês) tem sido o principal documento de política pública do setor de geração, transmissão e distribuição de eletricidade do país. O plano faz parte de arcabouço regulatório mais amplo, conhecido como Plano Nacional de Energia (NEP, na sigla em inglês), o qual abrange, além do PDP, os seguintes documentos: Plano de Desenvolvimento de Energia Alternativa; Plano de Eficiência Energética; Plano de Gerenciamento do Gás Natural; e Plano de Gerenciamento do Petróleo. Tendo em vista que a atual versão do NEP foi publicada anteriormente ao anúncio das NDCs tailandesas, espera-se que o novo NEP - previsto para setembro próximo - incorpore iniciativas adicionais de descarbonização da matriz elétrica.

Na ausência de versão atualizada do PDP, o governo tailandês já anunciou que pretende envidar esforços para a transformação de sua matriz elétrica. Elaborada e publicada paralelamente à atualização dos NDCs, em novembro de 2022, a "Long-Term Low Greenhouse Gas Emission Development Strategy" estabelece como meta uma participação de ao menos 68% de renováveis na matriz elétrica tailandesa até 2040, e de 74% até 2050.

Até o momento, como medida concreta voltada à transformação da matriz elétrica, merece destaque a realização, em 2022, de leilão de energia renovável com base em sistema de tarifa "feed-in", para o período 2022-2030. Organizado pela Comissão Regulatória de Energia, o leilão teve como objetivo a aprovação de projetos de geração de eletricidade (com capacidade total de 5.203 MW) nas modalidades biogás, solar e eólica "onshore", bem como eletricidade produzida a partir de resíduos sólidos industriais. Foram recebidas 670 propostas, totalizando 17.000 MW de capacidade de geração, das quais 188 foram selecionadas. Contudo, a capacidade total dos projetos aprovados ainda está muito aquém dos 32 GW adicionais recomendados pela AIE, gerando a expectativa de novos leilões no futuro próximo.

Vale ressaltar, com relação ao referido leilão, que parte da capacidade de geração de energia solar a ser contratada (1 GW) deverá, com base nas regras do edital, ser oriunda de projetos que contem com sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS, na sigla em inglês). O Ministério de Energia já antecipou que o setor de baterias estará contemplado no próximo PDP, haja vista o objetivo de desenvolver a indústria de baterias no país.

Outra medida que está sendo examinada pelo governo tailandês diz respeito à liberalização do mercado de energia elétrica, atualmente organizado sob o modelo "Enhanced Single Buyer", centralizado na Autoridade de Geração de Eletricidade da Tailândia (EGAT, na sigla em inglês). Em 2022, a Comissão Reguladora de Energia determinou que a EGAT e as distribuidoras das províncias e das regiões metropolitanas elaborassem seus respectivos códigos relativos ao acesso de terceiros ("third party

access codes") às redes de transmissão e distribuição sob sua jurisdição. As versões preliminares de tais códigos ainda se encontram sob análise da referida comissão. Analistas locais avaliam que a abertura do mercado e a introdução de concorrência no setor de eletricidade contribuirão não apenas para o aumento da participação de renováveis na matriz elétrica, como também para a redução do preço da eletricidade.

CERTIFICADOS VERDES

A Tailândia estuda, também, introduzir programas de certificados verdes, com o intuito de atrair investimento estrangeiro e estimular a produção de energia renovável no país. O programa, já utilizado em diversos países, visa a conferir a empresas (enquanto consumidoras de energia elétrica) documento que ateste que parcela da eletricidade por elas utilizada é oriunda de fontes renováveis. Nesse contexto, merece menção projeto piloto, envolvendo parceria entre a EGAT, a empresa de energia Innopower e empresa subsidiária da Nestlé na Tailândia. O projeto, que já se encontra em fase de implementação, prevê que a produção de sorvetes na fábrica da Nestlé neste país seja totalmente realizada com uso de eletricidade de fontes renováveis. Há, contudo, dúvidas sobre como o governo pretende ampliar o programa, uma vez que sua implementação em larga escala requer oferta regular e confiável de energia renovável, além de atualização dos sistemas de transmissão e distribuição do país.

ENERGIA EÓLICA "OFFSHORE"

Embora a Tailândia ainda não conte com nenhum projeto de geração de energia eólica "offshore", há expectativa de que a modalidade esteja contemplada no próximo Plano de Desenvolvimento de Energia Elétrica. De acordo com estudo conduzido pelo Escritório de Recursos Naturais e Políticas Ambientais, a Tailândia possui um potencial de geração de energia eólica "offshore" de aproximadamente 13 GW, o que seria suficiente para abastecer 10% da demanda nacional por eletricidade projetada para 2037. Dentre os desafios para o desenvolvimento da modalidade, estão a ausência de regulamentação e, sobretudo, considerações de ordem ambiental, social e econômica (possível impacto de tais parques eólicos nos ecossistemas marinhos, nas comunidades locais e no setor de turismo).

GÁS NATURAL

]Apesar da retórica e dos esforços iniciais do governo tailandês, o cenário atual aponta para uma crescente dependência da Tailândia do gás natural. No setor de geração de energia elétrica, a participação do gás natural na matriz saltou de 53%, em 2022, para 57% em 2023. Esse aumento se deve, sobretudo, em razão de queda tanto das importações de eletricidade (do Laos) quanto do nível de atividade de usinas à carvão.

Observa-se, nesse sentido, o crescimento das importações de gás natural liquefeito (LNG), tendo em vista o progressivo esgotamento das reservas tailandesas desse recurso. Em outubro de 2023, o país saltou do 11º para o 8º lugar no ranking de maiores importadores de LNG. Essa tendência tem contribuído para maior vulnerabilidade da Tailândia às oscilações de preços nos mercados globais e desencadeado ações de

intervenção do estado, com vistas a retardar o repasse do aumento do preço da eletricidade aos consumidores. Tal quadro deverá permanecer inalterado até, pelo menos, o final da década, tendo em vista o tempo necessário de migração para fontes alternativas de geração de eletricidade, bem como os atuais projetos de expansão da infraestrutura de gás natural no país.

CAPTURA, UTILIZAÇÃO E DEPÓSITO DE CARBONO

Como mencionado acima, a crescente dependência do gás natural deverá modular o ritmo da transição energética na Tailândia, uma vez que o país continua a investir na construção de infraestrutura para transporte e utilização desse recurso, criando, assim, vínculos econômicos, comerciais e jurídicos que deverão retardar a adoção de tecnologias de baixo carbono. Como forma de reduzir as emissões de GEE durante esse prolongado período de transição, o governo tailandês está considerando a adoção da tecnologia de captura, utilização e depósito de carbono (CCS e CCUS, nas siglas em inglês). Do ponto de vista regulatório, o parlamento tailandês está examinando proposta de emenda à Lei do Petróleo, de 1971, que introduziria dispositivos referentes aos processos de aprovação, supervisão, inspeção e monitoramento de operações de CCS e CCUS.

No que se refere à aplicação da tecnologia em apreço, a companhia estatal tailandesa de exploração e produção de petróleo e gás, PTTEP (PTT Exploration and Production Public Company Ltd.), está implementando o primeiro projeto de CCS na zona de exploração Arhit, localizada no Golfo da Tailândia. Segundo comunicado da PTTEP, as atividades de CCS do referido projeto terão início em 2027 e deverão ter capacidade de capturar e armazenar entre 700 e um milhão de toneladas de GEE por ano, evitando que tais emissões, oriundas da produção de gás natural, sejam lançadas na atmosfera.

No mesmo sentido, e no âmbito de instrumento de cooperação firmado entre o Departamento de Recursos Minerais da Tailândia e a entidade estatal japonesa "Japan Organization for Metals and Energy Security", a PTTEP e a companhia de petróleo e gás japonesa Inpex Corporation conduzirão estudo para avaliar o potencial para depósito de carbono na área norte do Golfo da Tailândia. O estudo deverá embasar projeto que prevê o desenvolvimento de "hub" para CCS e CCUS na zona econômica especial conhecida como "Eastern Economic Corridor", que abrange as províncias tailandesas de Rayong, Chonburi e Chachoengsao.

HIDROGÊNIO

A produção de hidrogênio de baixa emissão também deverá receber incentivos do governo tailandês para sua expansão, embora não haja, até o momento, marco regulatório específico. O Escritório de Planejamento de Política Energética, vinculado ao Ministério de Energia, anunciou que estaria elaborando um "Plano Estratégico para Hidrogênio", com o objetivo de estabelecer plano de ação que viabilize o uso comercial de hidrogênio de baixa emissão a partir de 2050.

Em novembro de 2022, a PTTEP e a Autoridade de Geração de Eletricidade da Tailândia (EGAT) anunciaram a assinatura de memorando de entendimento com a empresa privada saudita do setor de energia ACWA Power, para o desenvolvimento de capacidade produtiva de hidrogênio na Tailândia. O memorando prevê investimentos da ordem de USD 7 bilhões, e o projeto estaria ainda em fase de condução de estudos de viabilidade.

MOBILIDADE ELÉTRICA

O governo tailandês possui política ambiciosa na área de mobilidade elétrica, visando não apenas a eletrificação da frota nacional, mas também a consolidação do país como "hub" global de produção de veículos elétricos.

Em fevereiro de 2022, o Comitê Nacional de Política para Veículos Elétricos (que tem o primeiro-ministro como presidente) divulgou plano de ação para o desenvolvimento de cadeia de suprimentos voltada para essa indústria. O referido plano estabeleceu pacote de incentivos, tais como a redução do imposto de importação e do imposto sobre produtos industrializados para veículos elétricos a bateria ("BEV") e a concessão de subsídios, no valor de USD 1.900 a USD 4.000, para a compra de veículos elétricos de passeio. Como resultado, o número de novos veículos elétricos registrados saltou de 9.678, em 2022, para 76.366 em 2023. Novo pacote de subsídios, com vigência até 2027, foi anunciado em novembro de 2023, acrescentando novas modalidades de veículos elétricos, tais como camionetas "pick-up" e motocicletas.

O governo também tem oferecido diversos incentivos para estimular a instalação de fábricas de veículos elétricos no país. Tais incentivos incluem desde a isenção do imposto de importação para máquinas e insumos até a isenção, de 3 a 8 anos, do imposto de renda de pessoas jurídicas. Os benefícios se aplicam à produção de todos os tipos de veículos elétricos: carros de passeio, ônibus, caminhões, motocicletas, triciclos e barcos.

Observa-se, como consequência, um rápido crescimento do número de veículos elétricos em circulação. A atuação proativa do governo tem despertado, igualmente, o interesse de montadoras internacionais em investir na Tailândia, tais como as chinesas Changan Auto, BYD, Geely, Great Wall Motors, SAIC Motor e Chery Auto. Recentemente, a fabricante malásia Proton e a chinesa Geely anunciaram a formação de "joint venture" para a fabricação de BEVs na Tailândia. No mesmo sentido, em novembro passado, a Toyota anunciou que está investindo em pesquisa e desenvolvimento na área de veículos elétricos na Tailândia e que tenciona instalar fábrica de "pick-ups" elétricas no país.

Cabe notar, no entanto, que, a despeito das iniciativas do governo, veículos com motor a combustão continuam a predominar no mercado automotivo tailandês, seja pelos preços ainda altamente competitivos, seja pela relutância do consumidor local em migrar para a tecnologia elétrica. Tal hesitação tem como um dos principais motivos a baixa capilaridade da infraestrutura de recarga existente no país. Do ponto de vista da transição energética, a apostila tailandesa no veículo elétrico aumenta a pressão para que o país descarbonize sua matriz elétrica.

BIOCOMBUSTÍVEIS

- ETANOL

A Tailândia é o sétimo maior produtor e consumidor mundial de etanol. Atualmente, o país conta com uma capacidade de produção instalada de 6,72 milhões de litros por dia, distribuída por 27 usinas. A maior parte das destilarias, responsáveis pela produção de 5,66 milhões de litros/dia, está localizada nas regiões central e nordeste do território tailandês.

[As principais matérias-primas para a produção de etanol na Tailândia são a cana-de-açúcar (melaço e bagaço) e a mandioca. O melaço é produzido na sua quase totalidade por grandes grupos sucroalcooleiros, em destilarias que operam de forma interligada a usinas de processamento de cana-de-açúcar, e responde por 58% da produção de etanol do país. A mandioca, por sua vez, embora seja responsável por 38% da produção, é um insumo cuja oferta e preços costumam apresentar oscilações, tanto pela procura como matéria-prima por outras indústrias, quanto pelo efeito dos programas governamentais de apoio aos produtores.

O Plano de Desenvolvimento de Energia Alternativa (AEDP), principal política governamental de apoio à indústria do etanol, é responsável pelo estabelecimento de metas de produção para o atendimento da demanda do setor de transporte e pela promoção do consumo de "gasohol" (mistura de gasolina com etanol); promove, ainda, o desenvolvimento de veículos compatíveis com o "gasohol" E85 (mistura com 85% de etanol); além de incentivar a distribuição mais ampla e abrangente possível de biocombustíveis nos postos de gasolina em todo o país. Os analistas locais coincidem na avaliação de que essa política tem logrado apoiar a expansão do mercado de etanol na Tailândia, e que deverá influenciar positivamente o crescimento futuro da demanda pelo produto.

Como medida adicional para estimular o aumento da demanda por etanol, a Tailândia tenciona transformar o "gasohol" E20 (mistura com 20% de etanol) no combustível mais consumido internamente, posição atualmente ocupada pelo "gasohol" E10. Para tanto, o governo tem subsidiado o "gasohol" E20 com recursos oriundos da taxação do "gasohol" E10 (subsídio cruzado). Projeta-se, como consequência, crescimento da demanda por etanol na Tailândia, inclusive em razão do progressivo aumento da demanda geral por gasolina, cuja taxa de crescimento em 2023 foi de aproximadamente 3,7%.

O governo tailandês tem como objetivo expandir a área de cultivo de cana-de-açúcar de 4 para 6,5 milhões de hectares, bem como promover o incremento da produtividade do cultivo de mandioca. A Tailândia pretende, igualmente, transformar-se, até 2027, no maior "hub" de biocombustíveis da ASEAN, utilizando-se de incentivos fiscais para atrair investidores. Os produtores, por sua vez, valendo-se desse ambiente favorável que aponta para um aumento da demanda, e com o apoio das políticas estatais de ampliação da oferta de insumos, têm investido no aumento da capacidade de produção de etanol.

Nesse contexto, merece destaque o projeto Nakhon Sawan Biocomplex, na província de Nakhon Sawan, na região central do país. O empreendimento, avaliado em THB 7,5

bilhões (USD 203 milhões), é fruto de consórcio entre as empresas Global Green Chemicals Plc e Kaset Thai International Sugar Corporation Plc (ambas listadas na bolsa de valores da Tailândia) e opera, desde o primeiro quadriênio de 2022, unidade de processamento de cana-de-açúcar com capacidade para 24 mil toneladas diárias do insumo, bem como destilaria de etanol com capacidade instalada de 600 mil litros por dia.

Insere-se nesse contexto, também, a projetada "joint venture" entre a Braskem e a empresa tailandesa SCG Chemicals, para a instalação de usina de plástico verde na província de Rayong. O projeto visa promover a indústria sustentável local, mediante o aproveitamento de tecnologia, desenvolvida no Brasil, de transformação de etanol em plástico. Além de se utilizar de matéria-prima renovável, o processo tem pegada de carbono negativa, uma vez que o crescimento das plantas captura gás carbônico da atmosfera. As duas empresas referidas assinaram memorando de entendimento em setembro de 2021 e dependem, no momento, para o prosseguimento do projeto, de pequenos ajustes relativos a questões tarifárias, uma vez que, no início das operações, o etanol para a produção seria importado do Brasil, de modo a garantir sua origem livre de colheita a base de queimadas.

Há, contudo, fatores que poderão afetar negativamente o crescimento esperado da demanda por etanol na Tailândia. O primeiro diz respeito à resistência dos consumidores em adotar combustíveis com maior porcentagem de etanol em sua composição, em consequência de percepção equivocada de que o uso de combustíveis com maior conteúdo de etanol causaria danos aos motores dos veículos.

Um segundo fator relevante diz respeito à crescente popularidade dos veículos híbridos e elétricos e o maior peso desse segmento na ordem de prioridades da estratégia tailandesa de descarbonização do setor de transportes, conforme descrito nos parágrafos 20 a 24. A perda de prioridade relativa do etanol em favor dos veículos elétricos fica clara, por exemplo, nas alterações feitas no Plano de Desenvolvimento de Energia Alternativa (AEDP) de 2018, em comparação com a versão de 2015. A meta de produção diária de etanol de 11,3 milhões de litros por dia até 2037, prevista originalmente no plano de 2015, foi reduzida para 7,5 milhões de litros, na versão de 2018. No mesmo sentido, o novo AEDP, caso aprovado em setembro próximo pelo Conselho Nacional de Política Energética, deverá reduzir ainda mais a meta diária de produção de etanol até 2037, para 3,8 milhões de litros.

- BIODIESEL

A Tailândia possui, atualmente, 15 usinas de produção de biodiesel, com uma capacidade instalada de aproximadamente 10,3 milhões de litros por dia. Toda a produção é voltada para o mercado interno, sendo que importações do combustível requerem permissão específica por parte do Ministério de Energia e não representam parcela significativa do consumo interno. 70% da produção nacional de óleo de palma, principal matéria prima, é destinada à indústria do biodiesel.

A Tailândia tem produzido biodiesel para mistura em diesel padrão desde 2007, quando foi estabelecido percentual de 2% (B2). Em 2012, a proporção de biodiesel na mistura foi ampliada para 5% (B5), e novamente para 7% (B7) em 2014. O Ministério da Energia introduziu uma mistura de 10% (B10) e uma variante de 20% (B20) para veículos comerciais em 2019. O governo altera as proporções de mistura conforme necessário para ajustar a produção de biodiesel à quantidade disponível, bem como aos preços da matéria prima. A produção de óleo de palma costuma flutuar consideravelmente, pois depende das condições climáticas no país.

O governo tailandês tem estimulado a produção de biodiesel há mais de duas décadas, por meio de políticas fiscais e de subsídios diretos. No entanto, o Ministério da Energia antecipou, em decisão recente, que não deverá renovar a política de apoio ao setor a partir de setembro próximo, alegando restrições orçamentárias e o fato de que o setor já possuiria condições de operar sem auxílio do estado. Analistas avaliam, contudo, que o fim da política de apoio deverá acarretar contração do setor, caso não seja acompanhada de investimentos no aumento da produtividade do cultivo de matéria prima, tendo em vista a existência de ineficiências econômicas no plantio de óleo de palma.

- "SUSTAINABLE AVIATION FUEL" (SAF)

O Departamento de Aeroportos da Tailândia e a Associação Internacional de Transporte Aéreo (IATA, na sigla em inglês) estão conduzindo estudo conjunto acerca da utilização de biocombustíveis no setor de aviação. Na esteira desse projeto de cooperação, a Tailândia deverá inaugurar, em 2025, sua primeira fábrica de biocombustível para aeronaves, produzido a partir de óleo de cozinha usado e de resíduos orgânicos provenientes do setor agrícola. O biocombustível deverá emitir 80% menos GEE do que o combustível convencional. A referida usina está sendo construída próxima à refinaria de petróleo de Bangchak, no distrito de Phra Khanong, em Bangkok, e será operada pelo conglomerado Bangchak Corporation Plc, responsável pelo investimento de cerca de USD 270 milhões no referido projeto.

Vietnã

- CONTEXTO GERAL E RECURSOS NATURAIS DISPONÍVEIS

Desde a década de 1990, em função do processo de abertura iniciado em 1986, o Vietnã vem atravessando processo de crescimento acelerado, marcado pela industrialização e urbanização. De US\$ 6,9 bilhões em 1989, o PIB do país atingiu US\$ 409 bilhões em 2022. Entre 2007 e 2017, o valor da produção industrial foi multiplicado por 3,5. Em 2017, o país já contava com 325 zonas industriais em seu território.

O crescimento acelerado foi responsável por reduzir a pobreza multidimensional a meros 5% da população, mas não ocorreu sem alto custo ecológico. O Vietnã contemporâneo enfrenta altos níveis de poluição, degradação de solos, contaminação da água e desequilíbrios variados em seus ecossistemas. O crescimento econômico, a urbanização, o cultivo intensivo, a indústria da construção e o próprio crescimento populacional geraram diversas externalidades negativas, afetando ecossistemas e contaminando a biosfera.

O crescimento econômico requer e depende do fornecimento de energia. Nos últimos 20 anos, a demanda por energia vem crescendo em média 10,5% anuais - a projeção de especialistas é que este ritmo de expansão se mantenha pelas próximas duas décadas. Em meados de 2023, foi publicado pelo Governo vietnamita o Power Development Plan 8 - PP8, cujo plano de implementação veio a público no último dia 01 de abril. Um dos principais objetivos do PP8 é a garantia da segurança energética, essencial para a manutenção da economia vietnamita como um dos motores do crescimento da ASEAN - estima-se em 6,5% o crescimento do PIB para 2024 - e para a persistência da atração do investimento estrangeiro no setor manufatureiro.

Como informado em expedientes anteriores sobre o tema, durante sua participação na COP 26, em 2021, o Vietnã comprometeu-se com a meta de emissões zero ("net zero") até 2050. O compromisso sublinha a importância conferida pelo Governo vietnamita à transição energética - embora os obstáculos ao cumprimento da referida meta sejam numerosos.

O Vietnã encontra-se, atualmente, em uma encruzilhada entre o imperativo de crescimento econômico - que ampliará a demanda por energia, em especial se lograr avançar em setores de uso intensivo desse recurso como a produção de semicondutores - e a urgência de conter o aquecimento global. Estima-se que cortes de energia no ano passado tenham ocasionado perdas da ordem de US\$ 1,4 bilhão para empresas aqui sediadas. A fim de manter a confiança dos investidores, o vice-ministro da Indústria e Comércio, Nguy?n Sinh Nh?t Tân, assegurou durante recente seminário empresarial que "there will be no repeat of the electricity shortages experienced in 2023, and we can guarantee reliable power supply in the years to come."

Em paralelo, o Climate Risk Country Profile, elaborado em 2021 pelo Banco Mundial em conjunto com o Asian Development Bank, destaca a extrema vulnerabilidade do Vietnã

a enchentes, temperaturas elevadas e desastres climáticos. Um quinto de Ho Chi Minh City, responsável por 22% do PIB do país, desaparecerá caso a elevação do nível do mar atinja um metro. Adicionalmente, já são sentidos os impactos das mudanças climáticas no delta do Rio Mekong, essencial para a segurança alimentar do país.

Cumpre destacar que, além dos investidores, também a população do país demanda não apenas segurança energética, mas energia barata. O Partido Comunista do Vietnã considera que, para que a transição energética possa ser considerada justa, ela necessariamente contemplará tecnologias capazes de oferecer preços acessíveis a toda a população.

Localizado em zona tropical, com período regular de monções, fortes chuvas no período de maio a outubro, e com 3.200 Km de costa, o Vietnã tem grande potencial de geração de energia renovável, calculado em cerca de 820GW em energia eólica e 965GW em energia solar. Em 2023, a capacidade total instalada na rede elétrica do país era de 78GW. A previsão é que nos ano 2030 já se tenha superado os 150GW de capacidade instalada.

Quanto às emissões, o cenário do Vietnã é ainda de incremento: estimativas realizadas pela organização Climate Action Tracker sobre emissões potenciais do país projetam crescimento entre 37% e 60% de 2021 a 2030. Em 2021, o Vietnã emitiu 285 milhões de toneladas de gás carbônico - aumento de 544% em relação ao emitido em 2000.

- POLÍTICAS NACIONAIS

Além do já mencionado PDP8, que versa sobre a política energética, é necessário destacar as grandes linhas do arcabouço legal vietnamita em matéria ambiental - em particular, a Law on Environmental Protection , promulgada em 2014; a Law on Water Resources, promulgada em 2012; a National Strategy for Environmental Protection reaching to 2020 with a vision to 2030; a National Strategy on Biodiversity up to 2020 with a vision to 2030; e a National Green Growth Strategy, de 2021. Estas normativas, seus planos de implementação e revisões periódicas buscam divisar programas e estratégias para ajudar a promover o crescimento verde e promover a responsabilidade ambiental no setor privado.

Quanto à política energética em sentido estrito, a composição da matriz energética vietnamita, em 2020, contemplava 30,8% de carvão; 13,1% de gás natural doméstico; 30,3% de energia hidrelétrica; 23,8% de energia solar; 0,8% energia eólica "onshore"; e 1,2% de outras fontes. Para 2030, o PDP8 prevê uma matriz com 20% de carvão; 9,9% de gás natural doméstico; 14,9% de gás natural líquido (LNG); 19,5% de energia hidrelétrica; 8,5% de energia solar; 14,5% de eólica "onshore"; 4% de eólicas "offshore"; e 8,7% de outras fontes.

Em mega watts, o Plano de implementação do PDP8 prevê a seguinte composição para a matriz energética em 2030: termelétricas a gás ("domestic gas thermal power"): 14.930 MW; termelétricas a gás natural líquido (LNG): 22.400 MW; termelétricas a carvão: 30.127 MW; hidrelétricas: 29.346 MW; energia eólica "offshore": 6.000 MW;

energia eólica "onshore" e "nearshore": 21.880 MW; e um incremento de 2.600 MW na capacidade de geração de energia solar.

Embora o PDP8 conte com a redução da percentagem de carvão na matriz energética dos quase 31% em 2020 para cerca de 20% em 2030, as importações de carvão nos primeiros três meses deste ano dobraram, em relação ao mesmo período de 2023. O Vietnã possui 75 plantas energéticas a carvão em funcionamento e pretende construir mais oito até 2030; no entanto, após esta data, plantas mais antigas deverão ser paulatinamente descomissionadas ou substituir o carvão por biomassa, amônia e hidrogênio verde. Desafio adicional é o fato de que cerca de 170.000 trabalhadores dependem da mineração do carvão e de atividades derivadas de sua utilização como forte de energia. A descarbonização deverá ser acompanhada de políticas de apoio social, treinamento e recolocação laboral desse contingente.

À meta de atingir 75% de fontes renováveis em 2050, se soma o desafio de atualização da infraestrutura, a fim de possibilitar maior eficiência energética e reduzir perdas. Como sublinha a diretora do PNUD no Vietnã, Ramla Khalidi, "*looking at the bigger picture of energy security and sustainability, energy efficiency remains an important factor in the equation*". Maior eficiência energética é um efeito desejado de ações estruturais como a renovação da rede de transmissão e a busca por tecnologias de armazenamento e controle da distribuição.

- ENERGIA SOLAR

No Vietnã, o objetivo da transição energética chocou-se com problemas pré-existentes, como a capacidade da rede de transmissão, inicialmente desenhada para fontes convencionais, e a capacidade de armazenamento.

Em 2019, o país ultrapassou a Tailândia como o país com maior capacidade de produção de energia solar no Sudeste asiático, atingindo 16500MW - 20 vezes mais que a meta inicialmente estipulada pelo Governo. Política de fomento impulsionou a produção recorde de energia solar e eólica: entre 2017 e 2021, o país ofereceu contratos de 20 anos para a compra de energia elétrica e eólica a taxas fixas (feed-in tariffs, FITs) consideradas atraentes - 9.35 US cents/kWh para projetos que adquirissem viabilidade comercial antes do fim do período delimitado para FITs (até 2021, posteriormente prorrogado até 2023). Tais condições atraíram investimentos de firmas como a BIM Energy, uma das maiores do setor no Vietnã. Seu vice-diretor, Nguyen Hai Vinh, destacou ainda a "atitude cooperativa" dos Governos locais na fase de desenvolvimento dos projetos e a "concessão de benefícios fiscais e acesso facilitado à terra" como fatores que estimularam o "boom" da energia solar no país.

Contudo, em 2021, a estatal Vietnam Electricity (EVN) se viu forçada a orientar produtores a interromper a geração e transmissão de energia solar durante as horas-pico do dia, a fim de evitar sobrecargas ao sistema de transmissão. A produção havia superado a capacidade da rede de transmissão. O imperativo de reduzir a produção chegou a causar a falência de algumas empresas, desencorajando novos investidores.

Em resposta a esses gargalos estruturais, o recém-publicado Plano de Implementação do PDP8 prevê uma série de obras de transmissão, das quais uma das mais relevantes é a linha de transmissão de 500kV conectando os 514 quilômetros entre as províncias de Qu?ng Bình e Hung Yên, que deve ser inaugurada em junho próximo. Analistas apontam também a falta de regulamentação da produção como responsável adicional pelo excesso de oferta verificado em energia solar. O PNUD destaca ainda os altos custos de baterias e outras tecnologias para armazenamento energético como elemento adicional na desafiadora equação da descarbonização vietnamita.

- GÁS NATURAL LÍQUIDO – LNG

O Governo optou pelo investimento em LNG como uma espécie de "bridging technology" ou tecnologia de transição, que permita reduzir a dependência de carvão de forma mais célere, substituindo-o por uma fonte que, embora de origem fóssil, é responsável por menos emissões. É previsto que 13 plantas energéticas a gás natural estejam em operação em 2030, juntamente com 7 terminais - o primeiro dos quais foi inaugurado em 2023.

No entanto, estes projetos vêm obtendo dificuldades para encontrar investidores; como anota o conhecido periódico The Diplomat, "foreign direct investment opportunities are often geared toward renewables, as climate-focused investors prioritize decarbonization strategies. Carbon-intensive resources like LNG are seen as less attractive investments particularly when the environmental community believes its profitability against renewables will peak in 2037." Ativistas, contudo, argumentam que combustíveis fósseis de baixa emissão como o LNG não deveriam ser considerados uma má alternativa para países em desenvolvimento como o Vietnã.

Do ponto de vista político, comentaristas apontam que a decisão de apostar no LNG como tecnologia de transição terá contado com o beneplácito de autoridades ligadas a estatais poderosas como Petrovietnam e Petrolimex, bem como de setores mais conservadores do Partido Comunista do Vietnã, que privilegiariam confiar o estratégico setor de geração de energia a tecnologias "testadas e aprovadas" como hidroelétricas e fósseis.

- HIDROGÊNIO VERDE

Em 2022, a companhia vietnamita TGS Green Hydrogen anunciou a intenção de construir a primeira planta de hidrogênio verde do país na província de Ben Tre, no Sul do Vietnã. A conclusão da fase 1 do projeto é prevista ainda para este ano. O grupo estatal chinês Huadian Group associou-se ao grupo vietnamita Minh Quang para a construção de planta de hidrogênio verde avaliada em U\$2,4 bilhões, na província central de Quang Tri. O projeto abrangeia uma planta eólica com capacidade para 1.200 MW e uma planta solar com capacidade de 800MW, que colocariam em funcionamento usina de eletrólise da água para produção de hidrogênio verde.

Ecologistas, contudo, apontam que o hidrogênio verde é alternativa mais arriscada que os investidores estariam dispostos a admitir: atualmente, mais energia seria consumida

em sua produção que a energia gerada. A ineficiência do processo, que ademais depende de uso intensivo de recursos hídricos, afetaria sua viabilidade, mormente em países com as características socio-econômicas do Vietnã. Kathryn Neville, da Johns Hopkins University, alerta que "Vietnam would be better suited to address policy challenges and infrastructure insufficiencies before recklessly spending on renewables and being held hostage by new and risky technologies like hydrogen. Vietnam will continue to be a clean energy leader in Southeast Asia, but it must first build a strong foundation by addressing existing vulnerabilities before forging ahead with new and misguided ventures."

- ENERGIA EÓLICA

Estima-se que 8,6% do território do Vietnã poderia ser utilizado para produção de energia eólica. O Vietnam traçou a meta mais ambiciosa da ASEAN para energia eólica, como apontado no parágrafo 13; para referência, a Tailândia prevê 3000 MW de capacidade instalada de energia eólica em 2036 e as Filipinas, 2378 MW em 2030. O setor de energia eólica "offshore" vem recebendo bastante atenção por parte de potenciais investidores, em função de incentivos previstos na já mencionada National Energy Development Strategy e as condições naturais favoráveis para o desenvolvimento de projetos offshore.

Contudo, potenciais investidores queixaram-se à imprensa internacional não apenas da demora na publicação do plano de implementação do PDP8 -quase um ano transcorreu entre a publicação do plano e o detalhamento de sua implementação -, mas também da ausência de regulamentação das atividades de mapeamento marítimo, indispensáveis para possibilitar avanços em projetos de energia eólica "offshore".

Adicionalmente, os problemas relacionados à rede de transmissão e às possibilidades de armazenamento também afetariam a produção de energia eólica. Especulações sobre a possibilidade de exportação de energia eólica para Singapura, via eventual linha de transmissão submarina, são ilustrativas da magnitude dos desafios.

- FERTILIZANTES

As atividades agrícolas no Vietnã vêm utilizando de forma crescente fertilizantes e pesticidas - dois fatores centrais na contaminação de solos e mananciais de água. De acordo com estatísticas do Department of Crop Production do Ministério da Agricultura e Desenvolvimento Rural - MARD, o coeficiente de eficiência no uso de fertilizantes continua baixo no país, atingindo de 45 a 50% para nitrogênio, 25 a 35 % para o fósforo e 6% para o potássio, em dados de 2018.

Em paralelo ao uso disseminado de fertilizantes, em 2018 as despesas de importação de pesticidas somavam US\$ 2.2 milhões por dia - mais da metade desse valor é importado da China. Especialistas denunciam que o uso de parte significativa desses pesticidas seria legamente banido pela legislação vietnamita, por questões ambientais e de saúde. Adicionalmente, o uso incorreto dos pesticidas e fertilizantes teria efeitos colaterais como a redução da fauna de insetos benéficos, a criação de cepas resistentes de doenças

e pestes e acidificação do solo, causando, no longo prazo, redução da produtividade que se pretende estimular.

- REFLORESTAMENTO

Estatísticas de 2014 registram que, naquele ano, 11.312 hectares de florestas no país haviam sido convertidos em território de mineração. Ao lado da mineração, a construção de represas para fins de geração de energia hidrelétrica é outro fator relevante no deflorestamento do país. Apenas nas Central Highlands, estima-se que a construção de represas tenha destruído ou inundado 22.770 hectares de florestas. Na costa, os ecossistemas de mangue (mangrove), que em 1943 eram distribuídos por uma área de 400.000 hectares, foram destruídos em mais de 40% por herbicidas lançados pelas Forças Armadas estadunidenses durante o conflito contra o Vietnã. Nas décadas seguintes, o crescimento populacional e o imperativo do desenvolvimento econômico devastaram ainda mais estas áreas.

Nas últimas décadas, os gastos do Governo vietnamita com reflorestamento superaram US\$ 1 bilhão e foram acompanhados de campanhas de conscientização como a "plant five million hectares of forest," iniciada em 1998. De 2011 a 2015, a área florestal do país aumentou em 472 milhões de hectares. O programa nacional de redução de emissões abrange a maioria das florestas tropicais do Vietnã (3,1 milhão de um total de 5,1 milhão de hectares de floresta nativa), incluindo cinco "corredores de conservação" internacionalmente reconhecidos. Adicionalmente, 12% da população vietnamita habita a referida área - dentre os quais se encontram 13 minorias étnicas.

Em 21 de março último, o Banco Mundial anunciou o pagamento de US\$ 51,5 milhões ao Vietnã em virtude de aumento da captura de carbono em função de ações de reflorestamento. O pagamento, que ocorre no marco do mecanismo REDD+, diz respeito ao período de fevereiro de 2018 a dezembro de 2019. Trata-se do montante mais alto ("the largest single payment") pago pelo Forest Carbon Partnership Facility - FCPF, que deverá beneficiar, segundo noticiado pela imprensa local, cerca de 1300 comunidades que residem no entorno da floresta.

- PARCERIAS INTERNACIONAIS

A parceria internacional de mais alto perfil assinada pelo Vietnã na área de transição energética é a JETP - Just Energy Transition Partnership. Adotada em 2022 durante a Cúpula União Europeia - ASEAN, a parceria com o International Partners Group - um consórcio formado por vários países e instituições, que inclui todos os membros do G7 e o Asian Development Bank - prevê financiamento da ordem de US\$ 15 bilhões, além de assistência técnica no processo de descarbonização. Além do Vietnã, África do Sul e Indonésia foram beneficiárias de acordos do gênero - os quais, segundo o German Council on Foreign Relations, "can help fulfill the Global North's promise to mobilize \$100 billion in annual climate finance while creating a green investment alternative to China's Belt and Road Initiative".

Na COP 28, realizada em Dubai no ano passado, o Vietnã apresentou seu plano de implementação para a JETP. No entanto, os 15 bilhões de dólares derivados da iniciativa são amplamente insuficientes para o financiamento da transição energética do país, cujo custo é estimado em US\$ 137 bilhões até 2030. Outros recursos - sejam eles públicos, oriundos do setor privado ou de cooperação internacional adicional - se farão necessários para fazer frente ao desafio de financiar a transição energética.

Nos primeiros dias de abril corrente, a propósito de visita de delegação empresarial estadunidense originária do estado de Washington, a embaixada dos Estados Unidos no Vietnã destacou que, "as JETP turns towards implementation, the US is enhancing technical assistance support for Vietnam's energy transition". Tal cooperação inclui o lançamento da "Coalition for Climate Change Entrepreneurship Hub" e a assinatura de Memorando de Entendimento entre o Ministério da Agricultura local e o Foreign Agricultural Service, com vistas a "make better use of fertiliser to reduce costs, greenhouse gas emissions and water pollution".

Em paralelo à JETP, o Vietnam também é parte da AZEC - Asia Zero Emission Community, iniciativa encabeçada pelo Japão. O Vietnam, como informado em parágrafos anteriores, é líder no Sudeste Asiático no uso de energias renováveis como solar e eólica. Vários destes projetos contaram com financiamento japonês via Japan Bank of International Cooperation - JBIC e com cooperação técnica da JICA. A despeito da cooperação com o Vietnã em renováveis, o foco principal da iniciativa japonesa é a substituição do carvão por fontes como amônia e hidrogênio e mesmo gás natural. Segundo dados do Center for Energy, Ecology and Development - CEED, think tank sediado nas Filipinas, o JBIC é o maior financiador de projetos envolvendo gás natural no Sudeste Asiático. Em julho último, o Vietnam tornou-se o primeiro país a lançar um plano energético dentro da moldura da AZEC, envolvendo investidores públicos e privados japoneses e abrangendo três subgrupos: energias renováveis, energias de transição e redes de transmissão e mercados.

Ayumi Fukakusa, da ONG Friends of the Earth, declarou ao jornal "The Japan Times" que o foco nas chamadas energias de transição se deveria a que "Japanese companies are less competitive in the renewable energy sector and still want to keep stakes in the fossil fuel sector". Yoshitomo Kubo, representante da JICA no Vietnam, argumenta no sentido da segurança energética, destacando que é necessário equilíbrio entre a busca do objetivo de emissões zero e "how to ensure a stable power supply in Vietnam in the short term".

Em recente visita a Hanói, Tanimoto Masayuki, diretor do JBIC, comprometeu-se a apoiar os esforços vietnamitas na geração de energia sustentável. A declaração acontece na esteira da assinatura, em dezembro passado, de Memorando de Entendimento entre o JBIC e o VietinBank direcionado a projetos de descarbonização e transição energética, bem como ao financiamento de empresas japonesas de médio porte interessadas nesse mercado.

A propósito da garantia de segurança energética, cumpre registrar que, nos últimos anos, o Vietnã tem importado energia elétrica de países vizinhos como o Laos e a China, a fim de fazer frente ao crescente consumo durante o período de verão.

Segundo o relatório "Enabling Investment for Vietnam's Energy Transition", publicado pela ONG Climateworks Centre em fevereiro último, há amplo espaço fiscal para que o Governo vietnamita busque financiamento para projetos de geração e transmissão de energia, dado que a dívida pública do país vem se reduzindo rapidamente - de 58% do PIB em 2018, chegou a 38% em 2022. Dessa forma, além da cooperação internacional e dos investimentos privados, o Vietnam teria capacidade para financiar a transição energética com investimentos públicos. Especialistas, contudo, alertam para o fato de que, em países em desenvolvimento, a transição energética tem de ser equilibrada com outras prioridades socio-econômicas, bem como o endividamento do Estado deve ser mantido sob controle.

- OPORTUNIDADES PARA O BRASIL

O Posto vem recentemente trabalhando no sentido de impulsionar as possibilidades de cooperação na área de biocombustíveis, tendo realizado edição do seminário "Ethanol Talks" nessa capital em 10 de abril último, prestigiada por vossa Excelência na sessão de abertura. Na área de biocombustíveis, decreto governamental vietnamita obriga a distribuição de gasolina contendo mistura com etanol. Atualmente, os postos de combustíveis locais revendem apenas a gasolina E5, a qual contém "mistura de gasolina sem chumbo e com teor de etanol de 4% a 5% em volume" (ou E5RON92).

Como informado em expedientes anteriores, a principal matéria-prima da indústria do etanol no Vietnã é a mandioca. O país consegue produzir cerca de 40% do etanol consumido e tem importado este produto dos Estados Unidos e da Coreia do Sul. Por ocasião de encontro bilateral com representantes da União Nacional dos Produtores de Cana de Açúcar e Bioenergia (UNICA) e do Arranjo Produtivo Local de Álcool (APLA), o Secretário da Associação de Montadoras de Automóveis do Vietnã (VAMA), Sr. Ninh Huu Chan, esclareceu que o principal trabalho a ser feito no Vietnã é o de convencimento do público para o uso de etanol, somado à demonstração de que a gasolina com mistura do biocombustível não é prejudicial aos veículos existentes no Vietnã. Ademais, o setor privado vietnamita - e em especial seu maior conglomerado, o Vingroup - tem investido pesadamente em veículos elétricos, o que constituiria desafio adicional.

Há, contudo, interesse pelo tema nos setores empresarial, governamental e em organizações de pesquisa como a Academia de Ciência e Tecnologia do Vietnã (VAST), como evidenciado pela presença de cerca de 75 interlocutores vietnamitas, além dos representantes das embaixadas acreditadas nesta capital, ao seminário "Ethanol Talks". Nesse sentido, e em coordenação com a APLA e a UNICA, além dessa Secretaria de Estado, a Embaixada envidará esforços no sentido de dar sequência ao interesse suscitado pelo seminário, ajudando as organizações brasileiras a identificar potenciais interessados em estabelecer uma rede de parceiros focados na operacionalização do projeto etanol no Vietnã.

O Vietnam abriga ampla floresta tropical e poderia vir a somar-se à iniciativa brasileira de construção de um fundo global que financie a conservação de florestas tropicais. A iniciativa Florestas Tropicais para Sempre, anunciada na COP28, já conta com a adesão da Malásia, dentre os países do Sudeste Asiático.

Vietnã e Brasil são dois países populosos, com condições naturais favoráveis para a produção de renováveis e líderes na adoção de energia limpa em suas respectivas regiões, mas ainda às voltas com os desafios do desenvolvimento e da garantia de segurança alimentar e energética. Nesse cenário, talvez a maior oportunidade de cooperação entre Brasil e Vietnã no que concerne à transição energética seja na articulação nos foros multilaterais dedicados ao tema. Diversamente dos países desenvolvidos, tanto Brasil como Vietnã seguem necessitando aliar o imperativo da decarbonização ao desenvolvimento econômico, em prol do bem-estar de suas numerosas populações. Avalio haver amplo espaço para articulação política mutuamente benéfica nos foros multilaterais, no sentido de buscar fontes de financiamento para a transição energética e de influenciar a agenda global em direção à aplicação concreta do princípio das "responsabilidades comuns, mas diferenciadas".