



Cadernos de Política Exterior

Publicação semestral do Instituto de Pesquisa de Relações Internacionais (IPRI)

<http://www.funag.gov.br/ipri/index.php/cadernos-de-politica-exterior>

Copyright © Fundação Alexandre de Gusmão (FUNAG)

Título do artigo

Integração Energética: condicionantes e perspectivas para o Brasil e a América do Sul

Autoria

Clélio Nivaldo Crippa Filho

Disponível em

http://www.funag.gov.br/ipri/images/pdf/3.09_Energia.pdf

Para citar este Artigo

CRIPPA FILHO, C. N. Integração Energética: condicionantes e perspectivas para o Brasil e a América do Sul. **Cadernos de Política Exterior**, v. 3, p. 159–176, 2016.



A Fundação Alexandre de Gusmão (FUNAG), instituída em 1971, é uma fundação pública vinculada ao Ministério das Relações Exteriores e tem a finalidade de levar à sociedade civil informações sobre a realidade internacional e sobre aspectos da pauta diplomática brasileira. Sua missão é promover a sensibilização da opinião pública nacional para os temas de relações internacionais e para a política externa brasileira.



O Instituto de Pesquisa de Relações Internacionais (IPRI), fundado em 1987 como órgão da Fundação Alexandre de Gusmão (FUNAG), tem por finalidade desenvolver e divulgar estudos e pesquisas sobre temas atinentes às relações internacionais, promover a coleta e a sistematização de documentos relativos a seu campo de atuação, fomentar o intercâmbio com instituições congêneres nacionais e estrangeiras, realizar cursos, conferências, seminários e congressos na área de relações internacionais.

INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA: CONDICIONANTES E PERSPECTIVAS PARA O BRASIL E A AMÉRICA DO SUL

Clélio Nivaldo Crippa Filho*

INTRODUÇÃO

A partir dos anos 2000, o tema da integração energética despontou com intensidade, no centro da agenda regional, como parte do processo político de fortalecimento da América do Sul, institucionalizado com a criação, em 2008, da União de Nações Sul-Americanas (UNASUL). Os países da região – que então já contavam com patrimônio de projetos bilaterais e intercâmbios energéticos – buscaram o aprofundamento da cooperação, nesse setor estruturante, para consecução de uma plataforma de desenvolvimento integrado.

Esse período coincidiu com momento histórico de relativo crescimento econômico da América do Sul, ancorado na alta dos preços das *commodities*, e de promoção, sob renovado impulso dos governos, da unidade do espaço geográfico regional. A perspectiva de aumento da demanda mundial de energia indicava a oportunidade de adotá-la como um dos pilares do processo de integração, num continente considerado, em seu todo, relativamente rico em fontes renováveis e não renováveis.

Apesar do agravamento, nos últimos anos, do cenário econômico regional, o tema energético segue presente na agenda política sul-americana como vertente básica da integração. Persiste, no entanto, o desafio da tradução efetiva do potencial local em avanços concretos para benefício da região.

O êxito na adoção do pilar energético como eventual estratégia de reforço do projeto de integração sul-americana pressupõe, na visão brasileira, a convergência, nessa matéria, entre nossos interesses nacionais internos e o atendimento das necessidades fundamentais dos países

vizinhos, conferindo, ainda, ao conjunto da região, acrescida posição de vantagem estratégica em relação ao cenário externo.

INTERESSE ESTRATÉGICO E POTENCIAL DE INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA

Nas próximas décadas, o mundo deverá manter trajetória de crescente nível de consumo de energia – em consequência da expansão econômica e demográfica –, com potencial de acirramento da competição por acesso a reservas de fontes primárias. Essa possibilidade é tanto maior na medida em que os recursos se distribuem de maneira heterogênea no planeta. O acesso desimpedido a essas fontes assegura a manutenção da capacidade de expansão dos níveis de produtividade econômica, com manutenção dos padrões de bem-estar. A energia extrapola, nessas condições, a simples noção de bem econômico, cuja circulação se define por leis de mercado, e adquire maior relevância estratégica, refletida na disputa, entre nações, pela maximização das respectivas fatias de suprimento necessárias à realização de suas aspirações de desenvolvimento.

Hoje, a configuração do padrão de consumo energético mundial mostra fortes assimetrias, que refletem diferentes níveis de progresso material entre países desenvolvidos e em desenvolvimento¹. Em 2012, a média mundial de consumo de energia primária por habitante era 1,9 tep². Essa quantidade escondia, porém, valores extremos como os de, por um lado, Canadá (7,2), Estados Unidos (6,8), Finlândia (6,1), e, por outro, Eritréia (0,13), Mianmar (0,29) e Senegal (0,3)³. Em 2013, a América do Sul apresentava média de 1,44, com a Venezuela registrando o maior indicador (2,63) e a Colômbia o menor (0,68). Por sua vez, o Brasil apresentou o índice de 1,5⁴, abaixo da média mundial. Essas assimetrias indicam que subsiste, ainda, ampla margem para ampliação do consumo de energia por países em desenvolvimento.

Em 2010, cerca de dois bilhões de pessoas – então um terço da população mundial – dependiam quase completamente de fontes

1 Maior consumo também resulta de condições climáticas mais severas e superabundância de petróleo.

2 tep = tonelada(s)-equivalente de petróleo

3 International Energy Agency. *Key World Energy Statistics 2014*, p. 50-57.

4 Ministério de Minas e Energia. *Energia na América do Sul – Ano de Referência 2013*.

tradicionais de energia e, portanto, “não se encontravam habilitadas a aproveitar as oportunidades oferecidas por modernas formas de energia”⁵. No setor elétrico, a parcela da população mundial sem acesso a esse serviço básico é estimada em um quinto, ou seja, 1,3 bilhão de pessoas, concentradas nos países em desenvolvimento, sobretudo da África subsaariana e da Ásia-Pacífico, mas também da América do Sul. No período 2013-2035, o incremento no consumo de energia primária mundial será de 37% e, na população do planeta, de 1,6 bilhão de pessoas⁶. Esses dados corroboram percepção de crescente pressão sobre os finitos recursos energéticos do planeta.

Nesse contexto, a América do Sul – confirmada a disponibilidade, em seu espaço geográfico, de autossuficiência e mesmo de excedentes energéticos – atenderia, em princípio, às condições iniciais de constituição de um entorno naturalmente adaptado ao aproveitamento mais integrado de seus recursos, com vistas à promoção – no âmbito de uma visão estratégica comum – do desenvolvimento endógeno, com ampliação do consumo de energia por suas populações.

No plano quantitativo, a região apresenta, no total, excedentes de energia, isto é, sua produção supera seu consumo em 27%⁷, equivalentes a 3,5 milhões de bep⁸/dia. Verifica-se, porém, assimetria na distribuição desses recursos, com divisão dos países em importadores líquidos – Argentina, Chile, Uruguai, Guiana, Suriname e Brasil – e exportadores líquidos – Colômbia, Venezuela, Bolívia, Equador e, em menor medida, Paraguai e Peru – de energia primária.

Na esfera qualitativa, a diversidade de recursos entre países reforça, à primeira vista, a possibilidade de construção de matriz energética regional equilibrada, com petróleo (Brasil, Venezuela, Equador e Colômbia), gás

5 United Nations Development Programme (UNDP). *World Energy Assessment – Energy and the Challenge of Sustainability*. New York, 2010, p. 3.

6 British Petroleum. *BP Energy Outlook 2035*, p. 9. Disponível em: <www.bp.com>.

7 O superávit relativo da América do Sul (750 Mtep/589 Mtep = 27%) contrasta com o nível de dependência, em relação ao mercado externo – déficit relativo –, das seguintes economias: Japão (96%), Marrocos (96%), Taiwan (90%), Coreia do Sul (87%), Itália (84%), Espanha (80%), Turquia (76%), Grécia (73%), Alemanha (64%), Suíça (58%), França (49%). Reino Unido (45%), Holanda (38%), Índia (31%), Estados Unidos (17,5%) e China (16%). Fonte: *Key World Energy Statistics 2014* – Dados relativos a 2012.

8 bep = barris-equivalente de petróleo.

natural (Bolívia, Venezuela, Brasil), sítios hidráulicos (em termos absolutos, Brasil, Peru, Bolívia e Venezuela) e eólicos (Brasil, Uruguai, Colômbia e Argentina), e condições propícias ao cultivo de biomassa (Brasil, Paraguai, Colômbia, Uruguai).

Esse potencial aparentemente promissor contrasta com a situação de crise energética verificada, nos últimos anos, em vários países da região, como a Venezuela, a Bolívia, o Chile e a Argentina. Ao mesmo tempo, mantém-se forte viés de exportação dos excedentes sul-americanos para o resto do mundo – sobretudo, no caso da América do Sul, direcionado para os Estados Unidos –, ávido por esses recursos naturais finitos.

Tais contradições suscitam a oportunidade da adoção, no âmbito do processo de integração, de estratégia de fortalecimento da capacidade de autossuficiência energética regional. O melhor equacionamento das necessidades locais com base em esforço integrado de planejamento poderia contribuir para o incremento da segurança energética. A não consolidação dessa segurança – por motivos vários que sejam, como ausência de investimentos, escassez de reservas, mau gerenciamento dos recursos disponíveis, rivalidades políticas nacionais – contribui para acentuar a insatisfação social, com potenciais prejuízos econômicos e mesmo políticos, assim como para cercear, em amplo horizonte, possibilidades de desenvolvimento regional.

A indústria de energia apresenta, porém, complexidade intrínseca, que envolve aspectos econômicos, técnicos e sociais, irreduzíveis, pelo menos no curto prazo, à simples dimensão quantitativa. Nem sempre as importações, por país, refletem carências de balanço energético nacional, mas sim melhor adequação de determinadas fontes a processos produtivos específicos. Esses fluxos, incluindo extrarregionais, também resultam da competitividade adquirida com economias de escala ou de requisitos técnicos inerentes a cada fonte.

Da mesma forma, excedentes nacionais de produção de energia não constituem garantia de bom equacionamento das necessidades nos diversos setores econômicos internos. A Bolívia e a Venezuela, apesar de exportadores líquidos de energia, apresentam fragilidade estrutural no setor elétrico. O Paraguai, maior exportador de eletricidade do planeta, depende de onerosas importações de derivados de petróleo, viabilizadas por complexa logística, destinadas a atender a necessidades específicas.

Apesar do potencial de complementaridade interno, a América do Sul apresenta – à luz da dimensão de seu consumo energético total – intercâmbios energéticos ainda aquém de suas possibilidades, seja por interligações físicas, seja por fluxos comerciais diretos. Segundo estudo da Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (FIESP), baseado em dados da Organização das Nações Unidas (ONU) de 2010⁹, os países da América do Sul – excluídos a Guiana e o Suriname – teriam realizado, naquele ano, importações de energia, de dentro da região, equivalentes a US\$ 25 bilhões e, de fora da região, correspondentes a US\$ 77 bilhões.

Para esse baixo nível de integração, contribuíram a herança econômica, política e cultural – com os países historicamente posicionados “de costas uns para os outros” e olhar voltado para o oceano e as metrópoles –, as rivalidades político-militares no Cone Sul, que estimularam a desconfiança recíproca, e a distância das fronteiras internas do continente, com vazios demográficos. Assim, a trajetória de desenvolvimento dos países sul-americanos realizou-se de maneira isolada e autárquica, dentro das fronteiras nacionais, em função da exploração das riquezas locais e das necessidades imediatas de cada um.

Em eventual processo de aprofundamento da integração energética, seria útil avaliar, no continente, as características das fontes primárias, suscetíveis de apresentar resultados produtivos, no curto prazo, como fruto das ações de política externa¹⁰.

Nesse contexto, entre as fontes não renováveis, o *petróleo* (e seus derivados), embora constitua a fonte primária na qual a região ostenta maior participação relativa nas reservas mundiais – com quase 20% do total –, carece de mercado consumidor local. Essa condição inviabilizaria, no curto e no médio prazo, iniciativas destinadas a seu inteiro consumo dentro da região. Ao mesmo tempo, todos os países sul-americanos – à exceção da Venezuela – dependem da importação de petróleo – num total de 1,5 milhão bep/dia –, a maior parte do qual proveniente de fora da região e com destino ao Brasil e ao Chile.

9 Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (FIESP). *Segurança Energética na América do Sul 10: Um Panorama Brasileiro*. São Paulo, maio de 2010, p. 7.

10 O autor manteve aqui o mesmo campo de análise – restrito aos recursos energéticos convencionais – da tese “Integração Energética: Benefícios e Dificuldades para o Brasil e a América do Sul”, apresentada no LX Curso de Altos Estudos do Instituto Rio Branco, em 2015.

Tendo em vista que nessa *commodity* a região concentra seus excedentes, seria possível explorar parcial redirecionamento da produção para mercados intrarregionais. A complexidade dessa indústria – com disponibilidade de óleos brutos de qualidades distintas e necessidade de processo de refinamento para obtenção, a custos diversos, de respectivos derivados – insere, porém, dimensão qualitativa, a ser objeto, para fins de iniciativas de integração, de análise técnica aprofundada. No agregado, a América do Sul dispõe, hoje, de capacidade de refino de petróleo abaixo de sua demanda. Em 2013, essa capacidade alcançava 5,26 milhões de bpd¹¹ para uma produção de 7,1 milhões de bpd.

Essa necessidade de desdobramento das variedades de óleo e de seus derivados se insere no atual esforço – no âmbito do Conselho Energético da UNASUL, com apoio da Organização Latino-Americana de Energia (OLADE) – de padronização de balanços energéticos nacionais. Esse exercício requereria, porém, estudo complementar sobre a lógica geral de atuação, mais corporativa e economicista, da indústria de petróleo, na qual incidem fortemente injunções externas do mercado internacional.

O *gás natural*, por sua vez, transformou-se, a partir dos anos 1980, na fonte de energia de origem fóssil de maior crescimento no mundo. Por ser menos agressiva ao meio ambiente e mais barata que o petróleo, essa fonte primária alçou-se à terceira posição – atrás do petróleo e do carvão mineral – na matriz energética mundial. Com o aumento dos esforços de prospecção, as reservas conhecidas expandiram-se geograficamente, sobretudo nos países em desenvolvimento. Na América do Sul, esse insumo ganhou preeminência, a partir de final dos anos 1990, com a descoberta de novas reservas – na Bolívia e no Peru – e a expansão da malha regional de gasodutos – entre o Brasil e a Bolívia e entre a Argentina e o Chile.

Esse ciclo gasífero perdeu força, no entanto, a partir de 2006, com a nacionalização de hidrocarbonetos pela Bolívia. A percepção de risco político na imobilização de altos investimentos na construção de gasodutos e o novo cenário de ampliação da fatia de arrecadação do estado inibiram esforços de prospecção e exploração, assim como a consolidação de malha regional mais abrangente. Hoje, o advento do Gás Natural Liquefeito (GNL) torna o gás crescentemente uma *commodity* global, livre da dependência – comum em projetos de gasodutos – de um

11 bpd = barris de petróleo por dia.

único fornecedor. Essa opção ganha espaço, em nossa região, por meio da construção de terminais de regaseificação no Chile, Brasil, Argentina e Uruguai.

O *carvão mineral* como base para a geração de eletricidade – hoje a fonte mais utilizada para esse fim com 42,3% da matriz elétrica global – contribuiu, a partir dos anos 1970, para limitar a dependência do petróleo. No entanto, os nocivos efeitos ambientais da utilização desse insumo energético hoje inibem fortemente sua utilização em novos projetos. Na América do Sul, as reservas exploráveis de qualidade – relativamente modestas – concentram-se nas mãos de um único país, a Colômbia, que o destina, sobretudo, à exportação extrarregional. No Brasil, o alto teor de cinzas de nossas jazidas, concentradas no Sul, orienta seu potencial para geração limitada, junto à “boca do poço”.

A *fonte nuclear*, por sua vez, envolve tecnologia de enriquecimento de urânio dominada, na América do Sul, apenas pelo Brasil – no qual – se concentram 93% das reservas regionais – e pela Argentina. O Chile realiza atividades de pesquisa. Os complexos projetos encerram pesados investimentos e com longo tempo de maturação. Para viabilizarem-se economicamente e por razões técnicas, as usinas de geração devem funcionar a plena capacidade. Esse requisito as torna mais convenientes, no atual estágio de integração elétrica regional, para suprir cargas de base nacionais. Muitos governos também passaram a reavaliar – desde o acidente de Fukushima, no Japão, em 2011 – seus planos sobre uso e expansão dessa fonte, que sofre, na América do Sul, no cinturão do Pacífico, limitação pelo risco de ocorrência de terremotos.

Entre as fontes renováveis, os *biocombustíveis* notabilizam-se por sua capacidade energética – equivalente a 60% da do petróleo – conjugada a sua manuseabilidade, que os torna substitutos da gasolina e do diesel no setor de transportes. A ampla extensão de terras cultiváveis na América do Sul, com abundância de água e sol, torna a produção de biomassa em geral adaptada às condições naturais regionais. O Brasil evitou, entre 1975 e 2000, graças à produção de etanol, a importação de 550 milhões de barris de petróleo. Essa substituição representou economia de US\$ 11,5 bilhões e evitou a emissão de 400 milhões de toneladas de CO₂¹². O consumo

12 Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Nacional de Energia (PNE) 2030*. Rio de Janeiro, 2007, p. 135.

de etanol pelos veículos *flex fuel*, combinado à mistura obrigatória desse biocombustível na gasolina, tem gerado redução anual de emissões de Gases de Efeito Estufa (GEEs) equivalente a mais de 40 milhões de toneladas de CO₂. A escala de produção agrícola para fornecimento de matéria-prima – cana-de-açúcar e soja – torna, no entanto, dominante o potencial isolado de países com forte agroindústria e ampla extensão de terras cultiváveis, como o Brasil e a Argentina (biodiesel). Nessas circunstâncias, prevalece na região, no curto e no médio prazos, tendência de cooperação bilateral voltada à produção local e, sobretudo no Mercosul, à adoção de padrões comuns.

Por sua parte, as fontes *solar* e *eólica* apresentam insuficiente densidade energética e fluxos intermitentes, com potencial, em geral, localizado distante das fronteiras sul-americanas. Tais condições dificultam sua direta utilização em projetos de cooperação transnacionais. Em relação à eólica, o Uruguai constituiria exceção, em virtude da integração de seu sistema elétrico ao do Brasil, numa região povoada, com carências energéticas. No longo prazo, com a integração dos sistemas elétricos nacionais em nível continental, essas fontes poderiam contribuir para compor excedentes nacionais de energia, adequados para o intercâmbio intrarregional.

Já o *recurso hidráulico* ostenta – comparativamente às fontes eólica e solar – maior densidade energética e menor intermitência de fluxo, passível, ainda, de atenuação pela instalação de reservatórios. Subsiste, na América do Sul, elevado potencial hidráulico inexplorado, equivalente a 75% do total regional disponível e a 18% do potencial mundial. À exceção do Uruguai, todos os países vizinhos dispõem de recursos nas seguintes proporções: Guiana (100% inexplorados de 1,3% do total do potencial regional), Bolívia (98,3% de 4,4%), Peru (94,6% de 13,9%), Equador (93,5% de 4,7%), Suriname (90,8% de 0,46 %), Chile (87% de 5,7%), Colômbia (77,1% de 7%), Argentina (76,4% de 5,9%), Venezuela (71,2% de 9,2%), Brasil (66% de 44%), Paraguai (22,2% de 3%) e Uruguai (0% de 0,35%)¹³.

As bacias hidrográficas regionais, com complementaridade de regimes de chuva, possibilitariam aproveitamento comum de diferenças sazonais, com potencialização da capacidade de geração de energia. Segundo

13 Ministério de Minas e Energia. Dados de 2011 consolidados pelo Núcleo de Estudos Estratégicos de Energia.

estudos da Comissão de Integração Energética Regional (CIER)¹⁴ sobre complementaridade hidrológica no Cone Sul, o ganho com interconexões seria equivalente a receita de US\$ 1 bilhão e investimento evitado de US\$ 9,4 bilhões. No Brasil, o aproveitamento das diferenças hidrológicas entre bacias regionais – obtidas com a unificação da rede elétrica básica nacional, o Sistema Interligado Nacional (SIN) – teria produzido ganhos de energia da ordem de 11,9%¹⁵.

Numa estratégia de integração energética sul-americana de longo prazo nenhuma fonte primária se descarta, em princípio, totalmente. No entanto, a convergência entre características expostas das fontes primárias na região e interesses diretos do Brasil – necessidades energéticas internas e concepção de quadro energético regional – contribuiriam para ressaltar alternativa mais promissora, no curto e no médio prazo, para o fortalecimento do processo de integração energética regional.

VERTENTE ENERGÉTICA NO PROCESSO REGIONAL DE INTEGRAÇÃO

No âmbito geográfico-institucional, a concretização da integração energética orienta-se pela atuação da política externa em duas esferas – bilateral e regional –, a primeira das quais refletida em projetos específicos e a segunda, sobretudo, no tratamento sistêmico da matéria energética, incluindo por meio da definição de arcabouço comum de regras jurídicas. A experiência brasileira adquirida em cada uma dessas vertentes constitui referência para a construção de um processo de integração bem-sucedido.

No *plano bilateral*, a América do Sul apresenta patrimônio – seja pela conclusão de interligações físicas, seja pelo intercâmbio de *commodities* – em matéria de integração energética. Apesar do baixo nível histórico de desenvolvimento econômico regional, com mercados limitados, e da falta de ampla perspectiva de integração no setor energético, verificam-se iniciativas de magnitude, no setor elétrico, como atestam as hidrelétricas binacionais – com interconexões de elevada capacidade – de Itaipu (14 GW), entre o Brasil e o Paraguai; Yaciretá (3,2 GW), entre a Argentina e o Paraguai; e Salto Grande (1,89 GW) entre o Uruguai e a Argentina. Essas

14 GAMA, Sinval Zaidan. *Integração Energética na América do Sul*. Apresentação em 9 ago. 2010.

15 ZIMMERMANN, Marcio. *Perspectivas de Integração Elétrica com os Países Vizinhos*. Apresentação em 6 set. 2006.

hidrelétricas situam-se, ainda hoje, entre as maiores do mundo e compõem conjunto de 20 interconexões elétricas bilaterais construídas na América do Sul.

O Brasil participou, desde os anos 1960, de uma série de projetos de interligação elétrica, inicialmente focados na cooperação fronteiriça de pequena magnitude, entre cidades gêmeas, em particular com o Uruguai. A partir das décadas de 1980 e 1990, concretizaram-se as seguintes iniciativas, de maior dimensão, com participação brasileira: a) com o Uruguai, as interconexões elétricas Santana do Livramento-Rivera (70 MW), de 1991, e San Carlos-Candiota (500 MW), de 2015; b) com a Argentina, as interconexões elétricas Paso de los Libres-Uruguaiana (50 MW) e a Garabí-Rincón (2,2 GW), de 2001; c) com o Paraguai, a Hidrelétrica de Itaipu (14 GW), de 1984; e d) com a Venezuela, a interconexão elétrica Boa Vista-Santa Helena (até 200 MW), de 2002. Na concepção geral da maior parte desses projetos, evidencia-se o interesse de países vizinhos no aproveitamento de seus excedentes energéticos para exportação ao amplo mercado consumidor brasileiro.

Itaipu, iniciada em 1973, constitui obra grandiosa para os padrões do setor não só elétrico sul-americano, mas também de infraestrutura em âmbito mundial¹⁶. O período transcorrido do início de sua construção até a entrada em operação de suas duas primeiras turbinas foi de 11 anos. Até sua conclusão final – com a instalação de todas as 20 turbinas com capacidade total de 14 GW –, passaram-se 40 anos. Esse projeto singular caracteriza-se por sua complexidade, refletida na dimensão da obra, no arranjo técnico-contratual, na questão do litígio fronteiriço com o Paraguai e no tema de usos múltiplos e compartilhados de recursos hídricos transnacionais.

No setor de gás natural, mercados nacionais já estavam constituídos em países com reservas locais e clima frio, como a Argentina e o Chile, para atendimento ao aquecimento residencial. Vizinhos do Norte, com forte exploração de hidrocarbonetos, como a Colômbia, a Venezuela e o Equador, também criaram infraestrutura de aproveitamento local. No Brasil, a utilização do gás natural sempre fora limitada pela escassez

16 Itaipu é, no momento, a segunda maior usina hidrelétrica do mundo em geração. Já forneceu 25% da energia elétrica consumida no Brasil – hoje supre 17% –, haja vista a crescente expansão do parque elétrico nacional.

de reservas, que, em terra, se situavam distantes dos grandes centros consumidores – como na Amazônia – e, na Plataforma Continental, enfrentavam a natural barreira marítima de transporte a esses centros e a condição de gás associado, cuja taxa de extração depende do nível pretendido de recuperação do petróleo.

A partir dos anos 1990, a integração gasífera bilateral ganhou impulso, na América do Sul, associada às reformas institucionais de liberalização econômica e ao ingresso de investimentos privados. A descoberta de reservas na Bolívia (no Departamento de Tarija) e no Peru (Camisea) contribuiu para traçar nova perspectiva geoeconômica de desenvolvimento regional. O Brasil – pelo crescente esgotamento hidráulico no Centro-Sul – e o Chile, pelo declínio de suas próprias reservas de gás natural, envolveram-se na realização de projetos de importação desse insumo, respectivamente, da Bolívia e da Argentina.

O Gasoduto Brasil-Bolívia (Gasbol), iniciado em 1997 e concluído em 1999, compreendeu a construção de um duto de 3150 quilômetros, com capacidade de 30 mmc¹⁷ por dia, ligando a cidade de Rio Grande, na Bolívia, a Porto Alegre, no Brasil, com passagem pelos grandes centros consumidores, entre os quais São Paulo. Esse projeto visava à intensificação do uso do gás natural em processos térmicos na indústria, com maior ganho de eficiência energética. O Gasbol hoje representa 30% da capacidade de intercâmbio gasífero regional, distribuída por 18 gasodutos, entre os quais o gasoduto Lateral Cuiabá (2,8 mmc/dia), que alimenta a Usina Termelétrica Governador Mário Covas (480 MW), em Cuiabá.

Quanto ao petróleo, as precárias estatísticas sobre comercialização intrarregional indicam a oportunidade de realização de trabalho de consolidação dos dados nacionais pelo Conselho Energético da UNASUL. Esses intercâmbios de *commodity* – por dispensar infraestrutura física de transporte – mostram-se sujeitos a maior variação. Identificaram-se, nos últimos anos, exportações do Equador para o Peru em cerca de 30 mil bpd e para o Chile em 63 mil bpd¹⁸. A Venezuela direcionou, em 2014, ao Uruguai, a média de 28 mil bpd¹⁹. O Brasil, por sua vez, exportou, em

17 mmc = milhões de metros cúbicos.

18 Banco Central do Equador. Dados relativos ao 1º trimestre de 2015.

19 Petróleos de Venezuela, S.A. *Informe de Gestión* 2014.

2013, 31 mil bpd para o Chile e 7 mil bpd para o Uruguai²⁰. A Colômbia exportou, em 2012, para o Chile, 44 mil bpd²¹.

O Brasil supriu, durante décadas, suas necessidades com importações sobretudo do Oriente Médio. A partir de 1993, passamos a privilegiar a compra na América do Sul para favorecer a consecução, pela Petrobras, de parcerias na região e aumentar a capacidade dos vizinhos sul-americanos de importar produtos brasileiros²². Nesse espírito, do total de petróleo importado pelo Brasil, provinham da América do Sul, em 1991, 8,4% e, em 1997, o máximo histórico de 41%, dos quais 23% relativos à Argentina e 17% à Venezuela. A partir daí, essas proporções decresceram para patamares, desde 2004, abaixo de 5%²³.

No âmbito multilateral, o Brasil favoreceu, nos últimos anos, no Conselho Energético da UNASUL, a construção de arcabouço institucional de regras compartilhadas, por meio da adoção de tratado energético como plataforma mínima comum para realizar futuras negociações em torno de instrumentos jurídicos específicos de nível bilateral. O caráter não retroativo a ser pretendido para o tratado preservaria o legado de direitos e obrigações assumidos em documentos bilaterais anteriores, como os relativos a Itaipu e ao Gasbol.

A complexidade intrínseca do setor energético – com miríade de regulamentos técnicos nacionais – e interesses econômico-comerciais conflitantes – derivados em parte da condição nacional superavitária ou deficitária –, assim como diferenças conceituais e ideológicas entre países, auguram longo processo negociador desse documento. As tratativas têm-se concentrado no capítulo sobre intercâmbio energético, destinado a otimizar a utilização de recursos disponíveis, e, mais recentemente, na parte introdutória, relativa a definições.

No entanto, as negociações do tratado constituem âmbito reduzido de atuação do Conselho Energético, que permite debate sobre aspectos

20 Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). *Anuário Estatístico de 2014*, p. 118.

21 Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). *Cadena del Petróleo 2013*, República de Colombia, p. 204.

22 “Brasil Usa Petróleo para aumentar integração na AL”. Disponível em: <<http://www1.folha.uol.com.br/fsp/dinheiro/fi3007200012.htm>>. Acesso em: 14 jun. 2015.

23 ANP. *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis*. Vários anos. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=661>>.

sistêmicos da exploração endógena de recursos energéticos regionais. A futura negociação, no próprio tratado, de capítulo sobre segurança energética poderá contribuir para aprofundar vertente mais política do tema energético, incluindo monetização de reservas e exportação de excedentes.

Esse foro – único, no setor de energia, que reúne todos os países sul-americanos – oferece, ainda, oportunidade para troca de experiências, compreensão dos marcos regulatórios recíprocos e assimilação de visões políticas, propícias para eventual amadurecimento de posições e definição de metas regionais. A interação regular entre autoridades do setor pode promover convergências úteis não só à resolução de situações emergenciais, mas também à eventual realização de projetos bilaterais, a exemplo do ocorrido por contribuição positiva da CIER, nos anos 1960, em relação a projetos de interconexão elétrica, incluindo Itaipu, na América do Sul.

Outras instâncias regionais também contribuem, de forma específica, para a integração energética regional. A Associação Latino-Americana de Integração (ALADI) tornou-se, sobretudo a partir dos anos 1990, repositório para o arcabouço jurídico na área energética. No Mercosul, o Fundo de Convergência Estrutural (FOCEM) – de uso restrito a membros plenos do bloco – financiou, com recursos não reembolsáveis, nos últimos anos, as interconexões elétricas Candiota-San Carlos (entre o Brasil e o Uruguai), parcialmente, e Itaipu-Villa Hayes (no Paraguai).

Ambos os trilhos de negociação – o bilateral e o multilateral –, por se complementarem e se retroalimentarem, contribuem para o aprofundamento da integração energética. No Conselho Energético, pelo envolvimento de multiplicidade de atores com concepções diversas, a perspectiva de resultados afigurar-se-ia como sistêmica e, no caso do tratado, de longo prazo. A esfera bilateral, ao envolver interesses mais diretos, permitiria o enfrentamento de obstáculos políticos, institucionais e técnicos de forma pontual e pragmática. Parece, pois, oferecer condições para atingir resultados específicos, no curto e no médio prazo, em prol da integração energética.

ESTRUTURA ENERGÉTICA BRASILEIRA E O SETOR ELÉTRICO COMO PLATAFORMA DE INTEGRAÇÃO SUL-AMERICANA

Em virtude de seu expressivo e diversificado potencial de recursos energéticos, o Brasil encontra-se bem posicionado para atender, de forma relativamente autárquica, com baixa dependência de suprimento externo, à demanda de amplo leque de setores da economia nacional. Essa condição se atribui, em larga medida, à disponibilidade, em território nacional, de fontes necessárias à movimentação, com eficiência, de várias tecnologias de produção de nossa economia.

De um lado, ostentamos significativas reservas de petróleo, cujos derivados se mostram essenciais para assegurar o funcionamento, sobretudo, do setor de transporte. De outro, apresentamos potencial hidráulico, eólico e solar e reservas de urânio, utilizados na geração elétrica. Dispomos, ainda, de condições naturais privilegiadas para produção de biomassa, matéria-prima útil a ambos os setores, e contamos com jazidas de gás natural, destinadas à geração de calor e de eletricidade.

A tradicional exploração de fontes primárias renováveis – historicamente, do abundante potencial hidráulico e, nos últimos decênios, dos biocombustíveis – permitiu a construção de uma das matrizes energéticas mais limpas do planeta. Esse potencial interno afigura-se, em geral, sólida base para a adoção de políticas energéticas centradas na promoção do desenvolvimento sustentável.

Em nossa matriz elétrica, a perspectiva de incremento da participação das fontes renováveis – sobretudo hidráulica, eólica (de expansão mais recente) e biomassa – no *mix* de oferta interna assegura a manutenção, ao longo da próxima década, do caráter limpo de nosso parque gerador.

No entanto, a fonte hidráulica, na qual se assentou a trajetória de desenvolvimento brasileiro durante nossa história, aproximar-se-á, a partir de 2030, de seu limiar de exploração – rebaixado por exigências ambientais – dentro do território nacional. A diversificação de nossa matriz elétrica, já em curso, apresentaria o risco de acentuar prejuízos ao meio natural e custos econômicos no médio-longo prazo. Nesse contexto, o entorno regional constituiria a próxima fronteira geográfica possível para ampliação de nossa base hidráulica, ainda mais que o crescente custo de expansão do

parque hidrelétrico brasileiro torna mais competitivos sítios inexplorados em nossa circunvizinhança.

O avanço do Sistema Interligado Nacional (SIN) rumo ao Norte e Noroeste – onde se localiza a fronteira de exploração hidráulica brasileira – oferece oportunidade de realização de projetos bilaterais de geração hidrelétrica em regiões da nossa fronteira de baixo desenvolvimento econômico.

No momento, porém, o planejamento energético nacional não contempla, na expansão da oferta elétrica brasileira, projetos internacionais. A inclusão desses projetos dependeria de decisão do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) – órgão de composição interministerial, vinculado à Presidência da República e presidido pelo ministro de Minas e Energia –, que tem competência para propor políticas e diretrizes para o setor energético nacional.

No contexto da expansão do SIN, dois eixos de integração apresentam-se como possibilidades de cooperação tendo em vista a modicidade tarifária e a segurança energética brasileira. Trata-se de projetos hidrelétricos na Bacia do Madeira, no qual são nossos ribeirinhos de montante a Bolívia e o Peru, e na Bacia do Essequibo, que banha o território da Guiana. Esses projetos contribuiriam – numa operação integrada com o sistema elétrico brasileiro – para atenuar a diminuição da capacidade de armazenamento geral de nossos reservatórios nos últimos anos.

Com a *Guiana*, a iniciativa em curso envolve a construção de duas hidrelétricas: a do Alto Mazaruni (3 GW), orçada em US\$ 7 bilhões, e a do Médio Mazaruni (1,5 GW), orçada em US\$ 3 bilhões. Essas usinas propiciariam à Guiana divisas obtidas pela exportação de maior parte da geração e contribuiriam, assim, para aliviá-la do pesado ônus da importação de óleo, equivalente, em 2005, a 38% do Produto Interno Bruto (PIB). A Guiana é o único país sul-americano inteiramente dependente da cara geração térmica a óleo – na qual sua capacidade instalada equivale a 349 MW –, em contraste com o amplo potencial hidráulico interno, de 7 GW.

Para o Brasil, a localização das usinas do Mazaruni na “ponta do sistema” conferiria estabilidade ao sistema elétrico brasileiro, desprovido de geração – e sem perspectiva de tê-la, por ausência, na microrregião, de potenciais hidráulicos – na extremidade norte do SIN. O regime de

chuvas nessa região, complementar ao brasileiro, por localizar-se no Hemisfério Norte, potencializaria os ganhos energéticos para nosso país. Desempenharia, pois, função de regulador “virtual” da vazão do sistema hidrográfico brasileiro, compensando, por exemplo, a incapacidade, por falta de reservatórios, de regularização, na região Norte, das elevadas oscilações de vazão entre as estações úmida e seca.

No *Peru*, acordou-se, em nível presidencial, em 2010, a construção de cinco usinas hidrelétricas com capacidade de geração total de até 7,2 GW e investimentos de US\$ 11 bilhões, entre as quais Iñambari (2,2 GW) – projeto ícone do acordo, a 300 km da fronteira com o Acre –, Paquitzapango, Tambo 40, Tambo 60 e Mainique. Seria, ainda, construída linha de alta tensão com 1800 km de extensão para interligar os sistemas elétricos brasileiro e peruano. O destino prioritário da geração desses empreendimentos – que quase triplicaria a potência instalada do Peru – seria o próprio mercado peruano, com exportação dos excedentes, sob forma de energia firme, para o Brasil.

O reservatório de Iñambari, por situar-se a montante das usinas brasileiras de Jirau e Santo Antônio – a fio d’água –, permitiria regularização da vazão dessas usinas brasileiras, com aumento, segundo estimativas, de 93 MW médios na energia firme propiciada ao sistema hidrelétrico brasileiro e ganhos econômicos estimados em US\$ 66 milhões por ano ²⁴.

No entanto, a negociação do acordo provocou protestos de organizações da sociedade civil peruana, que temiam impactos sociais e ambientais decorrentes da realização dessas obras na Amazônia. O acordo – que tramitava no Congresso peruano – recebeu, em maio de 2014, ditame desfavorável da Comissão de Relações Exteriores.

No futuro, o adensamento da rede de transmissão regional poderá induzir a retomada desses projetos hidrelétricos, ainda que em outros moldes institucionais de integração.

A *Bolívia* e o Brasil se aproximaram, a partir de 2009, em torno da realização dos projetos das usinas hidrelétricas de Cachuela Esperanza (990 MW)²⁵, no rio Beni, em território boliviano, e Binacional do Alto

24 Corporación Andina de Fomento (CAF) Comisión de Integración Energética Regional (CIER). *Nuevas Oportunidades de Interconexión Eléctrica en América Latina*. Colômbia, 2012, p. 33.

25 Equivalente ao triplo da capacidade do sistema integrado boliviano.

Madeira (3 GW), em Guajará-Mirim-Guayaramerín, ambas localizadas na Bacia Hidrográfica do Amazonas, na fronteira entre os dois países.

Essas usinas, permitindo o represamento dos rios bolivianos a montante do território brasileiro, dariam maior regularidade ao caudal que corre em direção às usinas em Rondônia – Jirau (3,75 GW) e Santo Antônio (3,15 GW)²⁶, situadas a jusante, no Madeira –, com ganhos energéticos.

A Bolívia constitui, depois da Guiana, o país da América do Sul com menor proporção – de 1,7% – de exploração de seu potencial hidráulico, no qual teria particular interesse exportador. Cachuela Esperanza permitiria, porém, à Bolívia abastecer os departamentos do Beni e do Pando, isolados eletricamente do resto do país, e exportar os excedentes. O custo desse empreendimento, de US\$ 2,5 bilhões, incluiria 500 km de linhas de transmissão até o sistema brasileiro, em Guajará-Mirim.

Em 2015, a Eletrobras e a Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) assinaram memorando de entendimento pelo qual acordam “aprofundar os estudos do potencial hidroelétrico na fronteira Brasil-Bolívia, priorizando o desenvolvimento de um projeto binacional no rio Madeira que otimize outros empreendimentos em território boliviano (Cachuela Esperanza), para a integração energética (Brasil-Bolívia) e promover a segurança energética de ambos os países”. Os entendimentos entre as duas empresas se encontram em curso no âmbito de uma comissão bilateral.

Na consecução dessas eventuais iniciativas de integração energética bilateral, o Brasil dispõe de capacidade técnica e gerencial, adquirida ao longo de décadas, sobretudo pela construção de seu robusto parque hidrelétrico, com integração de uma rede elétrica básica de abrangência praticamente nacional (o SIN). Essa experiência é reforçada pela adoção de um operador único – Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) – e de sofisticadas operações de comercialização de energia, por meio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Empresas brasileiras, entre as quais a Eletrobras, se encontrariam também tecnicamente capacitadas para realização de novos projetos em espaços com proximidade geográfica e cultural.

26 Respectivamente a 89 km e a 218 km a jusante de Vila Abunã, na divisa com a Bolívia.

CONCLUSÃO

O atual contexto energético regional indica potencial para fortalecimento do pilar energético da integração. O enfoque multilateral desse processo envolve a coordenação de estudos e a discussão de aspectos estratégicos no âmbito do Conselho Energético da UNASUL.

O tratamento sistêmico do tema energético envolve, porém, o desafio de conciliar distintas visões nacionais sobre o formato e o grau de aprofundamento de iniciativa conjunta num setor complexo. As negociações em torno do tratado energético, ainda que com prazo de desfecho incerto, têm contribuído para aproximar autoridades nacionais e compreender melhor a natureza dos obstáculos a serem superados.

No campo bilateral, a experiência histórica de integração energética sul-americana mostra que a cooperação com países vizinhos constituiu-se em via possível de contribuição para sanar assimetrias energéticas regionais. O Brasil – dotado do maior mercado consumidor – beneficiou-se com o reforço de sua segurança energética, por meio da realização de grandes projetos, como Itaipu e o Gasbol. Tais iniciativas, por envolverem a construção de estruturas físicas permanentes e constituírem expressivas fontes de divisas, concorrem para fortalecer laços políticos entre países envolvidos.

O Brasil poderia fazer avançar, no curto e no médio prazo, a integração energética conciliando suas necessidades de consumo interno nos próximos anos com interesses exportadores de países da região. O setor elétrico – área na qual desenvolvemos reconhecida competência ao longo de décadas – seria propício à realização de projetos bilaterais de geração hidráulica, promovendo, em nossas carentes fronteiras Norte/Noroeste, o aproveitamento de mananciais inexplorados de uma fonte limpa e renovável.