



Integração energética na América Latina: oportunidades e desafios

Clarissa Lins e
Bruna Mascotte

Ficha Técnica

AUTORAS

Clarissa Lins
Bruna Mascotte

COORDENAÇÃO EDITORIAL

**Programa Regional Segurança Energética e Mudança Climática
na América Latina (EKLA) da Fundação Konrad Adenauer (KAS)**

Nicole Stopfer, *Diretora*
Anuska Soares, *Coordenadora de Projetos*

Centro Brasileiro de Relações Internacionais (CEBRI)

Jorge Camargo, *Vice-Presidente do Conselho Curador*
Julia Dias Leite, *Diretora-Presidente*
Cintia Hoskinson, *Consultora de Projetos*

APOIO EDITORIAL

Gustavo Berlie

DESIGN GRÁFICO

Presto Design

REALIZAÇÃO



CENTRO BRASILEIRO DE
RELAÇÕES INTERNACIONAIS



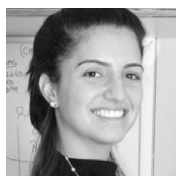
As opiniões externadas nessa publicação são de
exclusiva responsabilidade de suas autoras.

Integração energética na América Latina: oportunidades e desafios



Clarissa Lins

Senior fellow do CEBRI
e sócia fundadora da
Catavento



Bruna Macotte

Sócia da Catavento

Conteúdo:



Sumário Executivo

Por que integrar o setor energético da América Latina?

A América Latina tem hoje um setor energético pujante, com amplo potencial de expansão. Em 2018, a oferta primária de energia na região totalizou 841 Mtoe, com uma geração elétrica de 1617 TWh.¹ Ainda, há amplas reservas de combustíveis fósseis, abrangendo 18,7% das reservas globais provadas de petróleo, notadamente a Venezuela (17,5% das reservas globais²) e o Brasil (12,7 bilhões de barris), e 4% das reservas globais de gás natural.³ Ainda, no contexto da transição energética, a região já conta com alta participação de fontes renováveis, especialmente hídrica com destaque para o Brasil, além de vasto potencial para renováveis como solar, eólica e biocombustíveis. Os recursos energéticos estão, todavia, distribuídos de forma desigual ao longo do continente, o que torna pertinente o debate sobre complementariedade e maior integração regional.

O racional por trás da integração energética elenca como potenciais efeitos positivos a promoção da segurança energética, maior eficiência sistêmica, modicidade de custos, ampliação de mercados e impactos socioambientais positivos. Dito isso, pode-se classificar o processo de integração em diferentes estágios de maturidade,⁴ ficando claro que a efetiva integração regional não estaria limitada à existência, por exemplo, de uma linha de transmissão entre dois países. Inicialmente, interconexões são utilizadas de modo a viabilizar a oferta variável de eletricidade entre os países envolvidos, potencialmente evoluindo para a contratação de energia firme entre os países, com a assinatura de contratos bilaterais ou mesmo construção de usinas binacionais. A fase final é caracterizada pelo acoplamento dos mercados, o que requer a harmonização regulatória no que tange aos volumes de energia comercializados e à formação do preço, assim como um planejamento energético compartilhado.⁵

A opção pelo nível de integração energética se dá de acordo com incentivos que cada país tem ao promovê-la. Ainda, é importante ressaltar que tal nível de integração será resultado do grau de desenvolvimento de 4 pilares: recursos energéticos, redes, regras e confiança. Os recursos energéticos abundantes e desigualmente distribuídos ao longo da América Latina representam, potencialmente, um incentivo à integração. As redes construídas por meio de gasodutos, interconexões e usinas binacionais representam um ponto de partida interessante, apesar de terem um papel marginal em suas economias. Os dois últimos aspectos, por outro lado, aparentam ser menos promissores. A região sofre de crônica instabilidade regulatória e política, além de não contar com regras harmonizadas entre os países. O último pilar, da confiança, é a principal barreira à maior integração, diante de experiências passadas que geraram quebra de contratos e corte de suprimentos.

1. IEA. World Energy Outlook 2019. 2019

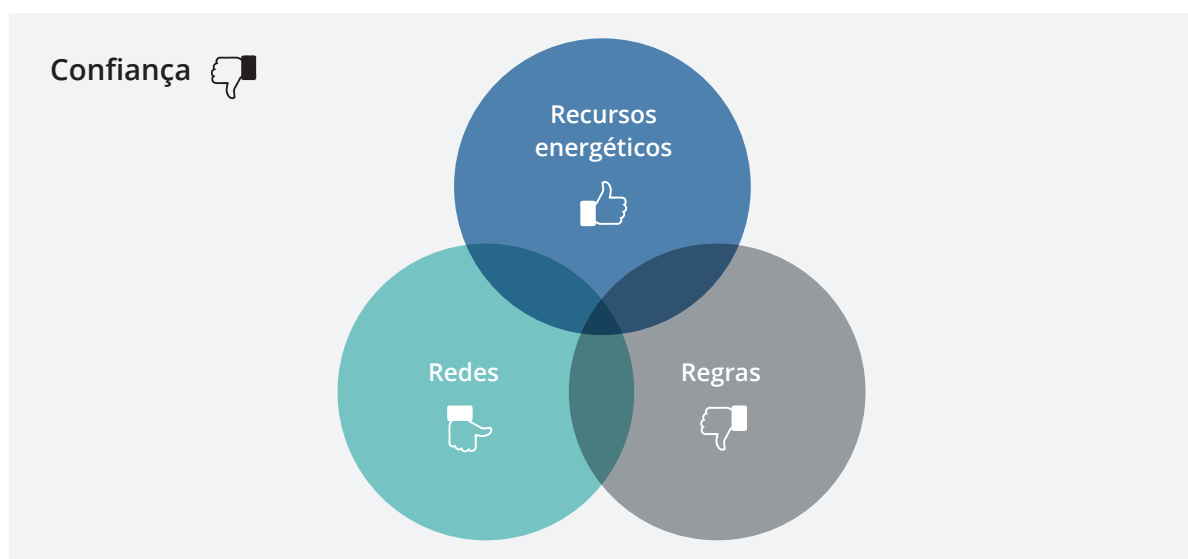
2. Apesar de tais serem os números oficiais, há questionamentos sobre a veracidade dos dados de reservas e produção reportados pela Venezuela

3. BP – Statistical Review of World Energy: Oil – total proved reserves; Natural gas – total proved reserves. 2020

4. FGV ENERGIA. O setor elétrico brasileiro e a integração elétrica regional. 2016

5. FGV ENERGIA. O setor elétrico brasileiro e a integração elétrica regional. 2016

Figura 1. Integração energética na América Latina



Fonte: Análise Catavento a partir de FGV ENERGIA. O setor elétrico brasileiro e a integração elétrica regional. 2016

Histórico: muitas expectativas, baixa confiança

O histórico de integração energética na América Latina foi marcado por grandes expectativas, seguidas de resultados não raro frustrantes. No setor elétrico, o processo de maior integração teve início na 2ª metade do século XX, com o desenvolvimento dos aproveitamentos hidroelétricos binacionais de Itaipu (Brasil-Paraguai), Salto Grande (Argentina-Uruguai) e Yacyretá (Argentina-Paraguai). O desenvolvimento do potencial hidroelétrico de fronteira, por um lado, respondia a um anseio geopolítico de defesa da autonomia energética nacional.⁶ Por outro, parecia ser uma consequência natural da posição geográfica dos empreendimentos.

Ainda nos anos 80, foram construídas interconexões entre Argentina e Chile de modo a reduzir a dependência deste último à importação de combustíveis fósseis para geração térmica. O aumento da integração coincidiu com a liberalização nos países latino americanos nos anos 90, por meio da abertura de mercados e atração de investimentos privados, em sua maioria responsáveis pela construção das interconexões. Acreditava-se, então, que o desenvolvimento dos respectivos mercados internos geraria excedentes que viabilizariam o intercâmbio entre países em função das oscilações dos custos marginais de operação de cada mercado.⁷

Isto posto, o fim da onda liberal nos anos 90 foi seguido por um período marcado pela desconfiança gerada por dificuldades de cumprir compromissos de abastecimento, acompanhada, em muitos casos, de tendências nacionalistas.⁸ Crises de oferta nos anos 2000 fizeram com que países priorizassem o suprimento interno, gerando quebra de contratos. No setor elétrico, o caso mais emblemático foi o da Argentina, que cortou o fornecimento de eletricidade para o Chile, Uruguai e Brasil em 2005.

Diante de tal histórico, o contexto atual de integração elétrica é tímido, como pode ser evidenciado a partir do exemplo do Brasil. Apesar de ter fronteira com 10 dos 12 países da América do Sul, apresenta interconexão elétrica com apenas 4 deles: Paraguai, Uruguai, Argentina e Venezuela.

6. FGV ENERGIA. O setor elétrico brasileiro e a integração elétrica regional. 2016

7. EPE. Panoramas e perspectivas sobre integração energética regional. 2019

8. FGV ENERGIA. O setor elétrico brasileiro e a integração elétrica regional. 2016

Figura 2. Mapa da América Latina com interconexões e usinas binacionais



Fonte: Elaboração Catavento a partir de EPE. Panoramas e perspectivas sobre integração energética regional. 2019

No setor de gás natural, a integração na América Latina foi iniciada de modo a complementar os mercados, diante da oferta excedente na Bolívia e Argentina, e de mercados demandantes, notadamente no Brasil e no Chile.⁹ Tais esforços iniciaram-se na década de 70, com a construção do gasoduto Yabog para importação de gás boliviano por parte da Argentina. Ainda, gasodutos foram construídos ligando a Argentina ao Chile (1996-2001), ao Uruguai (1998) e ao Brasil (2000). Nesse mesmo período, houve a construção do Gasbol (1999) entre o Brasil e a Bolívia e, mais ao norte, a construção de um gasoduto entre a Colômbia e a Venezuela (2007).¹⁰ Apesar de planos e intenções para contínua integração dos mercados de gás latino-americanos por meio de construção de inúmeros gasodutos adicionais,¹¹ estes encontraram duas grandes barreiras a partir dos anos 2000: (i) desafios político-econômicos e (ii) consolidação do gás natural liquefeito (GNL) como fonte competitiva a partir do *shale boom*.

Durante a crise econômica enfrentada pela Argentina em 2001, sob o governo Kirchner, a produção doméstica de gás natural caiu substancialmente, gerando um déficit interno e subsequente quebra dos contratos de exportação, com grande impacto no mercado chileno. Apesar dos impactos menos severos no Brasil e no Uruguai, tal fato abalou a confiança entre os países. Ao Norte, contratos previam que a Colômbia exportaria gás natural para a Venezuela apenas até 2011 e que o fluxo se inverteria a partir de 2012. Tal compromisso não foi cumprido devido a atrasos no desenvolvimento das reservas venezuelanas.¹²

9. DECIO ODDONE, PERFIL. El futuro de los grandes gasoductos. 2009. Disponível em: <https://www.perfil.com/noticias/columnistas/el-futuro-de-los-grandes-gasoductos-20091212-0006.phtml>

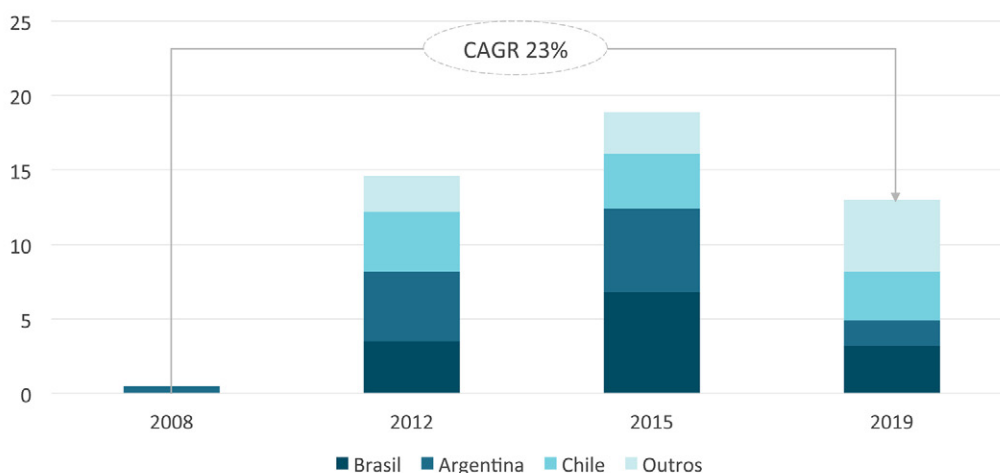
10. OXFORD INSTITUTE ENERGY STUDIES. South American Gas and the role of LNG. 2016

11. DECIO ODDONE, PERFIL. El futuro de los grandes gasoductos. 2009. Disponível em: <https://www.perfil.com/noticias/columnistas/el-futuro-de-los-grandes-gasoductos-20091212-0006.phtml>

12. OXFORD INSTITUTE ENERGY STUDIES. South American Gas and the role of LNG. 2016

Ao mesmo tempo em que a integração via gasodutos não gerou resultados promissores, o aumento da produção norte americana de gás de folhelho e a consolidação de mercados globais de GNL trouxeram uma nova alternativa aos países latino americanos. O GNL, transportado via navios e não raro apelidado de “gasoduto flutuante”,¹³ apresentava, então, segurança de suprimento, volumes expressivos de oferta e maior flexibilidade.¹⁴ A primeira operação de importação de GNL na América Latina ocorreu em 2008 e os volumes aumentaram substancialmente até 2015, ultrapassando 18 bilhões de metros cúbicos/dia com posterior arrefecimento recentemente, representando um crescimento anual médio (CAGR) de 23,4% desde 2008.¹⁵ Atualmente, o GNL é responsável por 80% do consumo de gás natural chileno, em contraponto ao início dos anos 2000, onde o país era 100% dependente da importação de gás argentino via gasodutos.¹⁶

Figura 3. Importação de GNL na América do Sul e Central



Fonte: Elaboração Catavento a partir de EPE. Panoramas e perspectivas sobre integração energética regional. 2019

Ainda, é importante destacar que a América Latina se beneficiou do desenvolvimento do GNL também a partir da exportação da produção excedente. Trinidad & Tobago exportou 17 bilhões de metros cúbicos de GNL em 2019,¹⁷ sendo responsável por suprir quase 40% da demanda latino-americana pelo insumo. Já o Peru começou a exportar em 2010, atingindo o volume de 5 bilhões de metros cúbicos em 2019,¹⁸ a partir do desenvolvimento do Campo de Camisea, tendo como principal destino o México, por meio de contratos de longo prazo.¹⁹

Nesse contexto, apesar de amplo apoio político e diplomático para integração energética em gás natural, as trocas ao longo dos anos foram limitadas a iniciativas bilaterais entre produtores e consumidores, sem uma efetiva harmonização regulatória e de mecanismos de precificação. Ainda, a atmosfera de baixa confiança foi alimentada pela preferência pela autossuficiência. Como forma visual de exemplificar tal estagnação, pode-se comparar o mapa de gasodutos da América do Sul em 2003 e em 2019, o qual ilustra bem a inexistente ou baixa expansão ocorrida, em detrimento de intenções expressas.

13. DECIO ODDONE, PERFIL. El futuro de los grandes gasoductos. 2009. Disponível em: <https://www.perfil.com/noticias/columnistas/el-futuro-de-los-grandes-gasoductos-20091212-0006.phtml>

14. OXFORD INSTITUTE ENERGY STUDIES. South American Gas and the role of LNG. 2016

15. BP. Statistical Review of World Energy. 2020

16. THE DIALOGUE. Natural Gas Market Outlook - how Latin America and the Caribbean can benefit from the shale boom. 2015

17. BP. Statistical Review of World Energy. 2020

18. BP. Statistical Review of World Energy. 2020

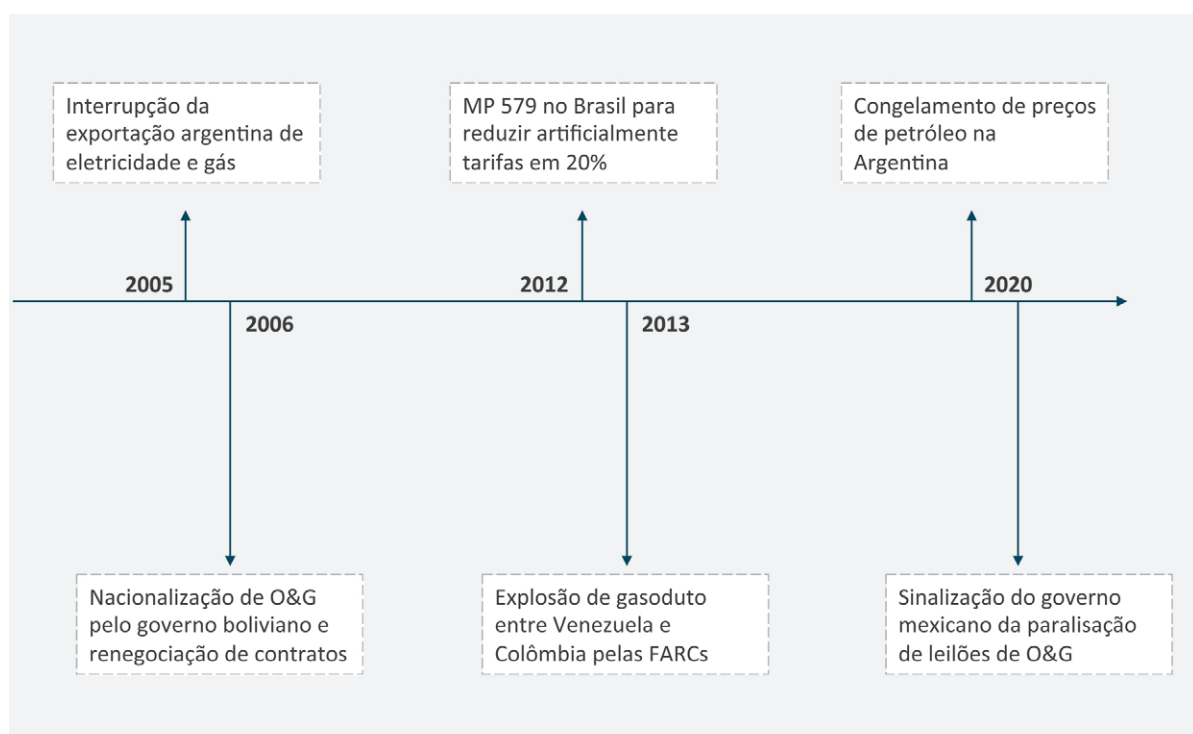
19. THE DIALOGUE. Natural Gas Market Outlook - how Latin America and the Caribbean can benefit from the shale boom. 2015

Lições aprendidas

Ao analisar as experiências passadas de integração energética, nos deparamos com alguns fatores comuns que se configuram como lições aprendidas, além de frequentemente serem barreiras a uma maior integração.

Em primeiro lugar, conclui-se que um **ambiente político-econômico instável**, tal como o latino americano, não favorece a integração energética. Mudanças em orientações ideológicas, além de alto nível de intervenção nos preços administrados, trazem insegurança jurídica, energética e prejudicam investimentos. O quadro resumo abaixo exemplifica algumas das intervenções sofridas pelo setor energético na região:

Figura 4. Exemplos de intervenção governamental ou instabilidade político-social na América Latina



Fonte: Análise Catavento

É evidente a **importância da harmonização regulatória entre os países, além de um *framework* institucional e de governança sólido**, notadamente no que diz respeito a tratados internacionais que garantam previsibilidade e segurança jurídica. É necessário o envolvimento diplomático dos países para alinhar objetivos nacionais, por exemplo, por meio de diálogos bilaterais, multilaterais ou mecanismos de cooperação que possam conferir a adequada segurança jurídica para resolução de conflitos.²⁰ Ainda, a existência de instituições supervisoras supranacionais é importante de modo a garantir o cumprimento dos acordos e tratados.²¹

Por fim, **agentes privados não raro se tornam frágeis** diante de projetos de integração energética, devido à importância dos entes governamentais para a efetiva rentabilidade destes. Empresas têm como objetivo fim a geração de valor para seus *stakeholders*, notadamente os acionistas. Dito

20. EPE. Plano Nacional de Energia 2050. 2020

21. BARRAL, Thiago. South American Internal Electricity Market – SALEM: Proposals and policy recommendations Perspective of the Brazilian Ministry of Mines and Energy. 2016

isso, em contextos de integração energética entre países, decisões de investimento e portfólio estariam sujeitas aos interesses dos governos e não apenas ao cumprimento do dever fiduciário por parte de seus administradores. Haveria, portanto, uma percepção de alto risco político por parte de tais projetos que, não raro, não compensariam os investimentos necessários para sua concretização, ainda mais tendo em vista o já mencionado risco de intervenção governamental.

Um olhar para o futuro

A partir do contexto histórico traçado e das lições aprendidas, há que se refletir de que forma uma discussão sobre integração energética regional na América Latina está inserida no contexto de macrotendências que redesenham o futuro da energia.²² O faremos a partir da ótica de 4 transformações em curso no setor energético: (i) mudanças climáticas, (ii) transição energética e maior penetração de novas renováveis, (iii) novas tecnologias e digitalização e (iv) a nova orientação geopolítica.

A evidência científica em torno da intensificação das mudanças climáticas é inequívoca.²³ Para o setor energético, as mudanças climáticas implicam em maior exposição a riscos físicos como secas mais frequentes, eventos climáticos extremos, incidência de descargas elétricas e mudanças nos padrões de pluviometria.²⁴ Como pode ser visto no *framework* abaixo, ativos de eletricidade estão altamente expostos a riscos climáticos, notadamente linhas de transmissão e subestações.²⁵ Tais eventos dificultam o planejamento e operação dos sistemas energéticos, além de colocar em risco a segurança energética. Dito isso, esforços para tornar o setor mais resilientes podem beneficiar-se de maior integração, na medida em que permite a diversificação de fontes e a complementariedade entre os recursos, como foi visto na primeira seção.

Figura 5. Análise da exposição de ativos do setor elétrico a riscos climáticos físicos

Evento climático	Geração				Transmissão e distribuição	
	Nuclear	Eólica	Solar PV	Hidrelétrica	Linhas de transmissão	Subestações
Aumento do nível do mar e enchentes	Médio	Médio	Baixo	Baixo	Médio	Médio
Enchentes fluviais	Médio	Médio	Relevante	Médio	Médio	Médio
Furacões, tornados e ciclones	Relevante	Relevante	Médio	Baixo	Alto	Médio
Tornados	Baixo	Baixo	Baixo	Baixo	Relevante	Baixo
Secas	Médio	Baixo	Médio	Médio	Baixo	Baixo
Calor extremo	Médio	Médio	Relevante	Baixo	Relevante	Médio
Incêndios florestais	Baixo	Baixo	Baixo	Baixo	Alto	Alto

Fonte: MCKINSEY. Will infrastructure bend or break under climate stress? 2020

22. WEF. Global Risks Report. 2018

23. Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC. Synthesis Report: Summary for policy makers. 2014

24. COUNCIL ON FOREIGN RELATIONS. Climate Risk Impacts on the Energy System. 2019

25. MCKINSEY. Will infrastructure bend or break under climate stress? 2020

Ainda, as mudanças climáticas trazem à tona a necessidade de redução nas emissões de gases de efeito estufa e, para tal, a substituição de fontes energéticas fósseis por renováveis.

As Américas Central e do Sul já obtêm 32% de sua oferta primária de energia e 66% da geração de energia elétrica de fontes renováveis, como solar, eólica e biomassa. A Agência Internacional de Energia prevê que, em 2040, tal percentual possa chegar a 38% e 72% em um cenário de referência, e a 49% e 88% em um cenário alinhado ao Acordo de Paris.²⁶ Tal crescimento estaria relacionado, além do movimento global de transição para uma economia de baixo carbono, ao vasto potencial da América Latina para o desenvolvimento de fontes renováveis, como pode ser visto no mapa abaixo:

Figura 6. Vasto potencial de energias renováveis na América Latina



Fonte: BID. Study on the Development of the Renewable Energy Market in Latin America and the Caribbean. 2014

Nesse sentido, a transição energética e a consequente maior penetração de renováveis intermitentes, cujo perfil de geração varia ao longo do dia e do ano, impõem aos sistemas energéticos globais o desafio de prover flexibilidade e segurança energética. Em tal cenário, a integração energética regional, com seus potenciais benefícios de complementariedade e diversificação de recursos pode auxiliar a prover maior flexibilidade aos sistemas. Ainda, haveria espaço para colaboração em pesquisa e desenvolvimento no tocante às fontes energéticas e minerais do futuro, como hidrogênio, combustíveis sintéticos de baixo carbono e a prospecção de metais necessários para a promoção de uma cadeia de baixo carbono.

Já a **digitalização do setor energético e a maior utilização de tecnologias como geração distribuída e armazenamento de energia** pode promover a maior proximidade entre a geração e o consumo e reduzir a necessidade de longas linhas de transmissão para prover segurança e flexibilidade, o que pode reduzir os incentivos à integração energética regional.

26. IEA. World Energy Outlook. 2019

Por fim, a geopolítica global e no continente sofreu grandes mudanças desde os anos onde houve esforços mais profundos de integração energética. Notadamente, tendências nacionalistas vêm se fortalecendo no século XXI, com a ordem internacional passando por uma crise de valores, tensões comerciais e instituições supranacionais perdendo sua proeminência.²⁷ Tal ambiente de priorização dos interesses nacionais não favorece a promoção da integração energética regional, o que é ainda exacerbado na América Latina diante das crises de confiança e reputação ocorridas no passado recente.

A partir de uma visão consolidada, pode-se observar que, diante das macrotendências que redefinem o futuro do setor de energia, há alto nível de incerteza sobre o papel que a integração regional pode ter. No tocante específico à América Latina, o futuro do tema tende a depender, em larga escala, do interesse brasileiro.

Figura 7. Macrotendências e os incentivos à integração energética regional



Fonte: Análise Catavento

O Brasil representa atualmente 43% da oferta primária de energia da América Central e do Sul (285 Mtoe), e 45% da geração de eletricidade no continente (593 TWh).²⁸ Diante de tal relevância, qualquer processo efetivo de integração regional depende fundamentalmente do engajamento brasileiro.²⁹ O país tem fronteira com 10 dos 12 países da América do Sul, possui boas relações comerciais e diplomáticas com a maioria dos vizinhos, instituições sólidas no setor energético e experiência na construção, planejamento e operação de sistemas energéticos de longa distância.³⁰

Por outro lado, qual seria o efetivo interesse do Brasil em promover a integração energética? O país, por meio do alto nível de diversidade de fontes energéticas desigualmente espalhadas pelo território, já conta com benefícios de diversificação de fontes e complementariedade dentro dos limites nacionais. Ainda, as barreiras físicas que separam o Brasil de seus vizinhos, como a Floresta Amazônica e a Cordilheira dos Andes, além de grande distância entre as fronteiras e os centros de

27. WEF. Global Risks Outlook: A Preliminary Mapping and Its Implications. 2020

28. IEA. World Energy Outlook. 2019

29. BARRAL, Thiago. South American Internal Electricity Market – SAIEM: Proposals and policy recommendations Perspective of the Brazilian Ministry of Mines and Energy. 2016

30. KAS, GESEL. Biato et al. Constraints and Perspectives of the Energy Integration in South America. 2017

consumo energético no Sudeste são barreiras adicionais que poderiam gerar um aumento expressivo nos custos de projetos de integração.³¹

Nesse cenário, apesar de ser um ator chave para a efetiva integração energética na América Latina, o Brasil não parece contar com os adequados incentivos para exercer tal liderança.

Integração energética deve significar complementariedade e não dependência. A história dá ao continente latino-americano lições para evitar cometer os mesmos erros do passado. Na busca por reconstruir a confiança perdida e em meio a um setor energético em transição, há de se refletir sobre os reais incentivos que países têm a promover a integração. Em comparação com o cenário dos anos 80 e 90, ou mesmo dos desafios enfrentados nos anos 2000, tem-se hoje um novo mundo que se abre, e é preciso estar preparado para olhar a integração regional sob a ótica do futuro da energia. Muito da lógica da integração energética na América Latina, com grandes projetos de infraestrutura, hidrelétricas, gasodutos, parece pertencer ao passado.

Nesse contexto, e após o exposto ao longo do estudo, fica evidente que as oportunidades de maior integração são marginais no setor elétrico, limitadas às regiões de fronteira, mas existentes diante dos potenciais ganhos de flexibilidade e segurança energética. Já no setor de gás natural, são certamente mais tímidas, principalmente tendo em vista a transição para uma economia de baixo carbono, a competição com as reservas nacionais e com o GNL comercializado globalmente.

Uma condição necessária, embora não suficiente, seria começar por restabelecer os elos de confiança entre os países, duramente abalados por episódios intervencionistas. E, ainda a verificar, os estímulos de eficiência trazidos pela integração em um contexto energético rumo a um futuro descentralizado, descarbonizado e digital.

31. BARRAL, Thiago. South American Internal Electricity Market – SAIEM: Proposals and policy recommendations Perspective of the Brazilian Ministry of Mines and Energy. 2016

Sumário

1	1. Introdução
2	2. Integração energética: conceitos e motivação
3	Potenciais benefícios
5	Níveis de maturidade
9	3. Panorama histórico: muita intervenção e baixa confiança
9	Setor elétrico
13	Gás natural
19	4. Lições aprendidas e barreiras à integração
22	5. Um olhar para o futuro
22	Tendências globais e incentivos à integração
25	Vocação brasileira para liderança
27	6. Conclusão
28	7. Referências bibliográficas
31	Sobre o CEBRI

1. Introdução

O Núcleo Energia do Centro Brasileiro de Relações Internacionais – CEBRI tem como objetivo estimular o debate sobre questões relacionadas ao tema de energia que (i) tenham potencial de alavancar a inserção da indústria brasileira nas cadeias globais; (ii) estejam alinhadas com as tendências energéticas (inovações tecnológicas, regulação, geopolítica, gestão e etc.); e (iii) tenham potencial de influenciar a elaboração de políticas públicas na criação de um ambiente de investimentos competitivo e atrativo.

Ainda, o Núcleo tem como visão estratégica desenvolver o vasto potencial nacional de modo a transformar o Brasil em potência energética, em um ambiente de negócios aberto, diversificado e competitivo, aderente à transição global para uma economia de baixo carbono. Deste modo, o país pertencerá ao futuro da energia.

Já a Fundação Konrad Adenauer (KAS), por meio de seu Programa Regional “Segurança Energética e Mudança Climática na América Latina” (EKLA), visa fornecer tanto plataformas tradicionais quanto novas (digitais), para iniciar um diálogo supra-regional sobre mudanças climáticas e políticas energéticas e ambientais. Portanto, concentra-se em análises geoestratégicas, debates e perspectivas, enfatizando uma cooperação estreita com atores alemães e europeus.³²

A integração energética regional é um tema muito debatido na América Latina, com alguns *stakeholders* apontando para um enorme potencial inexplorado, enquanto outros mostram-se notadamente céticos. De modo a fomentar o debate e a promoção do conhecimento acerca do tema, o Núcleo Energia do CEBRI e o EKLA-KAS selaram parceria para explorar o tema. Tal discussão beneficiou-se de debate promovido em 03 de setembro de 2020, o qual contou com a participação de Décio Oddone, ex-Diretor Geral da Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis – ANP e com ampla experiência em diferentes países da região, Thiago Barral, presidente da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, e Marta Jara - membro do Conselho Consultivo do *Latin American Program* do Wilson Center. Ainda, o debate incluiu comentários de Jorge Camargo, vice-presidente do Conselho Curador do CEBRI, e Nicole Stopfer, Diretora do Programa Regional “Segurança Energética e Mudança Climática na América Latina” (EKLA) da Fundação Konrad Adenauer (KAS), além de moderação por Clarissa Lins, *Senior Fellow* do CEBRI e sócia fundadora da Catavento.

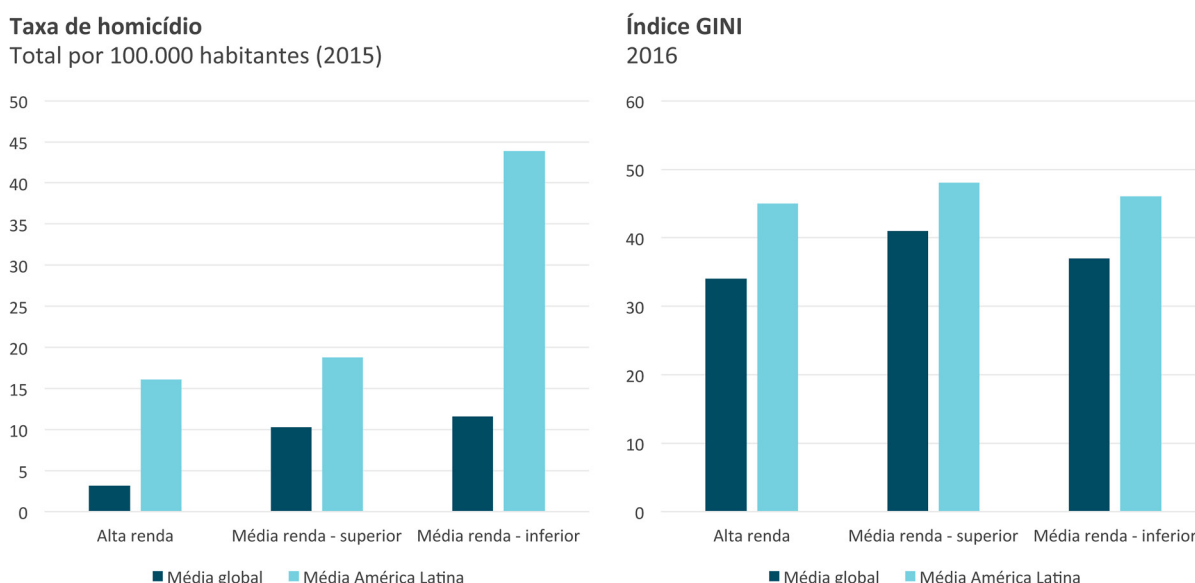
O presente estudo visa consolidar e aprofundar pontos discutidos no evento. Por meio da análise de publicações técnicas, dados e fatos, busca-se avaliar as experiências passadas da região no tocante à integração energética, refletir sobre lições aprendidas e analisar o potencial futuro de maior integração à luz do futuro da energia que se desdobra a partir de macrotendências globais.

32. KAS. Programa Regional Segurança Energética e Mudanças Climáticas na América Latina. Disponível em: <https://www.kas.de/pt/web/energie-klima-lateinamerika>

2. Integração energética: conceitos e motivação

A América Latina é uma região pujante, de vastos recursos naturais, relevante potencial econômico e desafios sociais não triviais. A região foi, e não raro ainda é, palco de grandes expectativas quanto ao seu desenvolvimento. Apesar disso, o PIB da região atingiu US\$ 5,7 trilhões em 2019, representando apenas 6,5% do PIB global,³³ ao passo que abriga 8,4% da população mundial, com mais de 600 milhões de habitantes³⁴. Ainda, a região enfrenta sérias questões sociais, como alto índice de violência, corrupção e desigualdade social, algo que pode ser ilustrado na Figura 8, que mostra taxas de homicídios e índices de GINI maiores do que a média global.³⁵

Figura 8. Taxa de homicídio e índice de GINI da América Latina e Caribe em comparação com a média mundial



Fonte: OCDE. Latin American Economic Outlook 2019. 2019³⁶

33. BANCO MUNDIAL. Data – GDP Current US\$. Disponível em: <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.CD?locations=Z>

34. BANCO MUNDIAL. Data – Population Total. Disponível em: <https://data.worldbank.org/indicator/SP.POP.TOTL?locations=Z>

35. OCDE. Latin American Economic Outlook 2019: Development in Transition. 2019

36. Classificação dos países da América Latina pela OCDE: Alta renda (Argentina, Bahamas, Barbados, Chile, Panamá, Porto Rico, Trinidad & Tobago e Uruguai), Média renda – superior (Belize, Brasil, Colômbia, Costa Rica, Cuba, Equador, Granada, Guatemala, Guiana, Jamaica, México, Paraguai e Peru), Média renda – inferior (Bolívia, El Salvador, Honduras e Nicarágua)

Apesar de contexto socioeconômico desafiador, o setor energético sempre foi considerado uma fortaleza da região, notadamente no tocante à ampla gama de recursos naturais disponíveis. Em 2018, a oferta primária de energia na região totalizou 841 Mtoe, com uma geração elétrica de 1617 TWh.³⁷ Ainda, há amplas reservas de combustíveis fósseis, abrigando 18,7% das reservas globais provadas de petróleo, notadamente a Venezuela (17,5% das reservas globais)³⁸ e o Brasil (12,7 bilhões de barris), e 4% das reservas globais de gás natural.³⁹ Adicionalmente, no contexto da transição energética, a região já conta com alta participação de fontes renováveis, especialmente hídrica com destaque para o Brasil, além de vasto potencial para renováveis como solar, eólica e biocombustíveis. Os recursos energéticos estão, todavia, distribuídos de forma desigual ao longo do continente americano, o que torna oportuno o debate sobre complementariedade e espaço para maior integração regional.

A integração busca promover a redução de barreiras entre países no tocante ao fluxo de bens, serviços, capital, pessoas e ideias.⁴⁰ Tal iniciativa faz sentido a partir do conceito econômico de eficiência e economias de escala.⁴¹ Para ocorrer de forma efetiva, a integração requer a existência de infraestrutura física e/ou institucional comum e tem como principais instrumentos o comércio internacional, investimentos diretos estrangeiros, logística e energia.

A integração energética regional pode ser definida como uma opção de política externa voltada para o fortalecimento da relação entre países no setor de energia. Tal movimento pode ocorrer por meio da integração de serviços, tecnologias, infraestruturas, produção/geração, distribuição e consumo de bens energéticos.⁴² Um dos exemplos mais emblemáticos de integração regional, a União Europeia, teve seu início marcado por um acordo relativo ao carvão após a 2ª Guerra Mundial – o *European Coal and Steel Community* (ECSC) de 1951 -, liderado por Charles de Gaulle e por Konrad Adenauer, tendo sido ampliado para incluir a Itália e os países do Benelux posteriormente. Entre os objetivos econômicos do tratado estavam a livre circulação de carvão e aço entre os países, a garantia da oferta, e o estímulo à redução de preços.

A energia é, portanto, um dos setores com maiores oportunidades para promover a integração entre países, tendo em vista os potenciais benefícios de sua efetiva implementação.

Potenciais benefícios

A integração energética regional tem como princípios motivadores o aproveitamento de complementariedade entre países, economias de escala, aumento da eficiência sistêmica, otimização de infraestrutura existente e aumento de segurança energética por meio da diversificação das matrizes.⁴³

37. IEA. World Energy Outlook 2019. 2019

38. Apesar de tais serem os números oficiais, há questionamentos sobre a veracidade dos dados de reservas e produção reportados pela Venezuela

39. BP – Statistical Review of World Energy: Oil – total proved reserves; Natural gas – total proved reserves. 2020

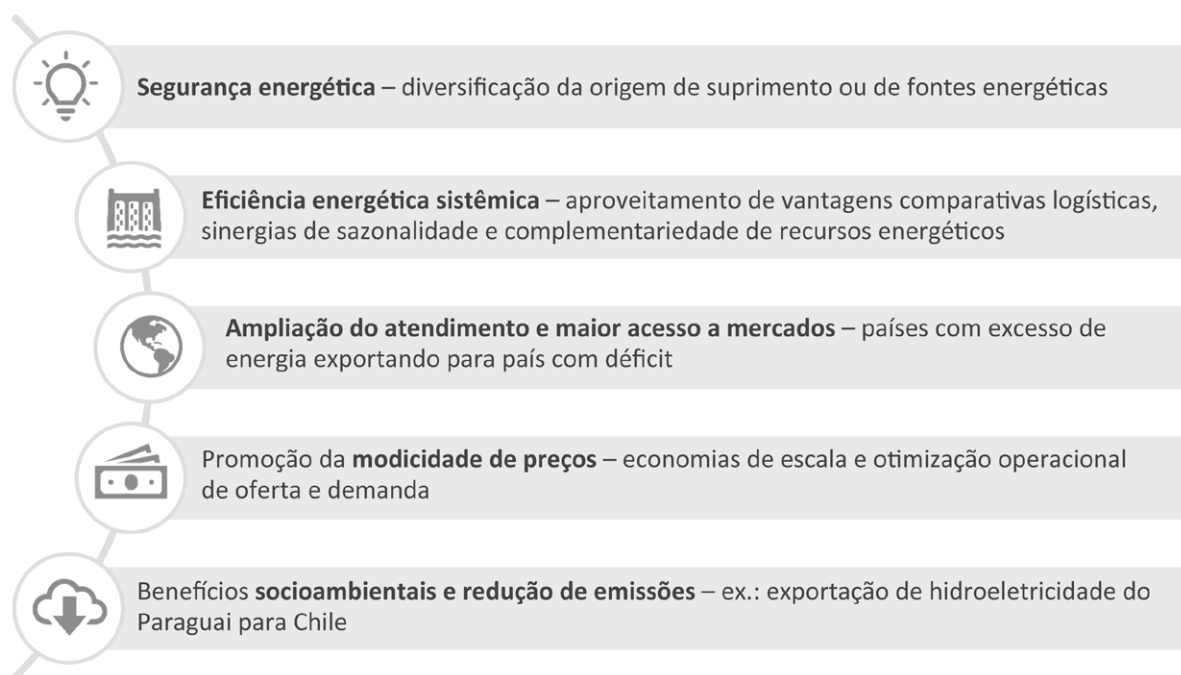
40. BANCO MUNDIAL. Regional Integration Overview. Disponível em: <https://www.worldbank.org/en/topic/regional-integration/overview#1>

41. WORLD TRADE ORGANIZATION – WTO. Regional Integration and Trade Facilitation. Disponível em: https://www.wto.org/english/res_e/publications_e/wtr11_forum_e/wtr11_7jun11_e.htm

42. KAS, GESEL – CEIA, E. E RIBEIRO, W. Legal and institutional energy integration models: Comparison between European Union and Mercosur. 2017

43. EPE. Perspectivas sobre integração energética regional. 2019; KAS. Integração energética regional – desafios geopolíticos e climáticos. 2015

Figura 9. Potenciais benefícios de maior integração energética regional



Fonte: Análise Catavento a partir de EPE. Perspectivas sobre Integração Energética Regional. 2019

Por meio da diversificação de fontes e localização da geração, a integração energética permite a promoção da segurança energética. Momentos de redução abrupta no suprimento ou pico de demanda inesperado em determinado país podem gerar altos custos para o sistema elétrico na medida em que os reguladores necessitem acionar geração termelétrica fóssil de maior custo gerando, por consequência, maiores tarifas para os consumidores. A existência de interconexões em tais momentos pode ajudar a mitigar tais custos, por meio da importação de eletricidade, como foi feito de forma marginal nos dias mais quentes do verão de 2015 por parte do Brasil, reduzindo riscos de *blackouts*.⁴⁴

Ainda, a maior integração energética tende a otimizar o uso de recursos energéticos regionais, promovendo maior eficiência sistêmica a partir da complementariedade de fontes e das vantagens comparativas logísticas de cada país. Tal otimização gera redução na volatilidade, o que auxilia o planejamento energético.⁴⁵

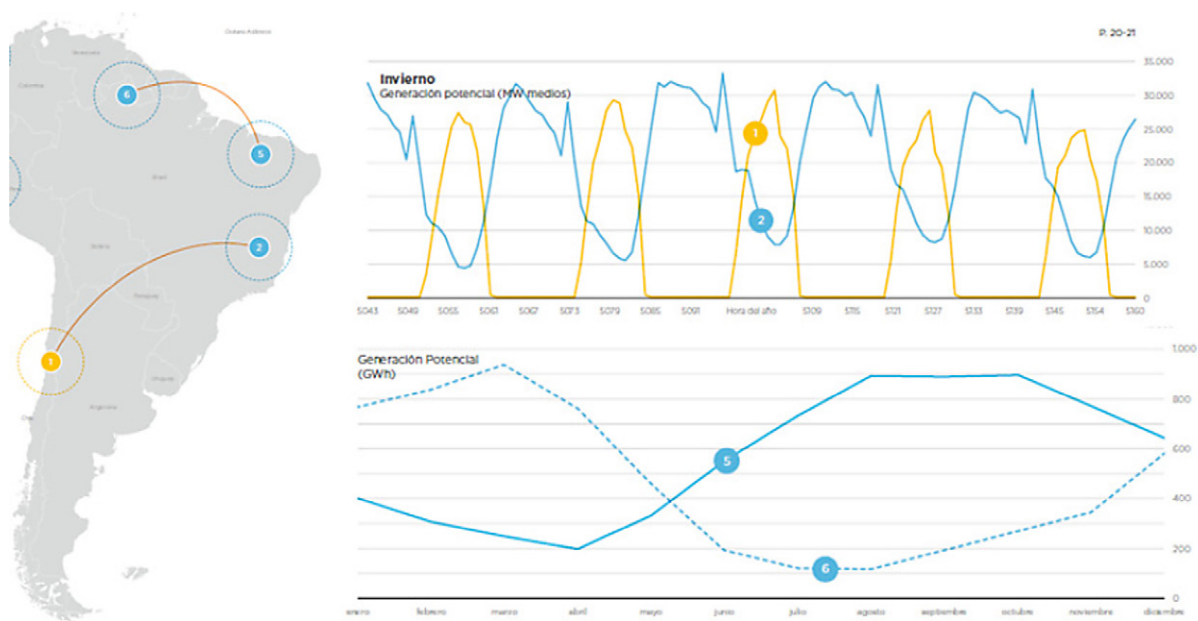
Por exemplo, destaca-se como o potencial de geração eólica no nordeste brasileiro é maior durante a noite, especialmente no inverno, o que é complementar à geração solar no norte do Chile, Bolívia e Peru. Em termos de sazonalidade, a geração eólica no nordeste brasileiro tem padrão complementar ao mesmo recurso eólico do norte do continente, na região de Roraima, Venezuela e Guianas,⁴⁶ como pode ser observada no gráfico a seguir:

44. BARRAL, Thiago. South American Internal Electricity Market – SALEM: Proposals and policy recommendations Perspective of the Brazilian Ministry of Mines and Energy. 2016

45. ITAIPU BINACIONAL. Papel da ITAIPU Binacional na Integração Elétrica Regional. 2017

46. EPE. Perspectivas sobre Integração Energética Regional. 2019

Figura 10. Complementariedade entre regiões



Fonte: EPE. Perspectivas sobre Integração Energética Regional. 2019

Há, ainda, a oportunidade de ampliar mercados consumidores para países que tenham recursos energéticos em excesso, como seria o caso do Brasil. Desta forma, o desenvolvimento do mercado de biocombustíveis brasileiro, por exemplo, poderia não se limitar ao mercado brasileiro, se estendendo a mercados industriais e de transporte ao longo do continente.

Não raro a menor frequência do despacho de usinas a combustíveis fósseis mais caros por meio da integração regional pode impulsionar a redução das tarifas de energia. Como exemplo, durante a crise hídrica de 2014/2015, com reservatórios em níveis baixos, o Brasil se beneficiou de importações temporárias da Argentina, que geraram preços menores do que o custo marginal esperado sem tais importações.⁴⁷

Por fim, e não menos importante, a integração energética pode promover benefícios socioambientais. Como exemplo, tem-se a potencial redução de emissões por meio da importação de gás natural para a geração termelétrica, em detrimento de usinas a base de óleo combustível ou carvão. Ainda, tal integração permite a redução da poluição local que, de forma geral, tende a impactar de forma mais intensa comunidades de baixa renda.⁴⁸

Níveis de maturidade

Dito isso, é importante ressaltar que o processo de integração energética regional pode ser caracterizado por diferentes fases de maturidade,⁴⁹ não limitando-se, por exemplo, à existência de uma linha de transmissão entre dois países.

Na fase inicial deste processo, as interconexões são utilizadas para a oferta variável de eletricidade ou gás natural entre os países envolvidos, de forma unidirecional ou bidirecional.⁵⁰ Tal integração

47. BARRAL, Thiago. South American Internal Electricity Market – SAIEM: Proposals and policy recommendations Perspective of the Brazilian Ministry of Mines and Energy. 2016

48. OCDE. The distributional aspects of environmental quality and environmental policies: Opportunities for individuals and households. 2018

49. FGV ENERGIA. O setor elétrico brasileiro e a integração elétrica regional. 2016

50. IEA. Integrating power systems across borders. 2019

via trocas comerciais em mercados *spot* não favorece um planejamento energético de longo prazo integrado, ou mesmo uma integração que vá além de trocas marginais em regiões fronteiriças.

Em um segundo momento, estas trocas podem evoluir para a contratação de energia firme entre os países, com a assinatura de contratos bilaterais ou mesmo construção de usinas binacionais. Tal modelo, porém, segue limitando o volume e o preço da energia transacionada, não sendo caracterizado por um efetivo mercado integrado.

A fase final é caracterizada pelo acoplamento dos mercados, o que requer uma harmonização regulatória no que tange aos volumes de energia comercializados e à formação do preço, assim como um planejamento energético compartilhado.⁵¹ Em tais casos, instituições regionais promovem a coordenação e gestão do sistema sem que haja a substituição das instituições nacionais. Os países estão fortemente interconectados, mas mantêm sua independência.⁵² Tal modelo é aplicado atualmente no *Nord Pool*, mercado integrado de energia no norte da Europa, considerado um caso de sucesso de integração energética regional, conforme descrito no *box* abaixo.

Nord Pool: o modelo de mercado comum de eletricidade do norte europeu

O conceito de integração energética entre os países nórdicos teve seu marco físico inicial em 1915, com a construção da primeira rede de transmissão submarina entre a Dinamarca e a Suécia. A cooperação mais abrangente ocorreu apenas em 1980, a partir da reunião entre Ministros de Energia dos países do Norte Europeu, a qual viabilizou o lançamento posterior do *Nord Pool*, uma plataforma para comercialização de energia *spot* entre a Suécia e a Noruega, em 1996. A Finlândia juntou-se ao mercado comum em 1998, seguida da Dinamarca em 2000.⁵³

Atualmente, a plataforma se expandiu até a região Báltica e opera nos mercados de energia de diferentes países europeus. As redes elétricas dos países nórdicos são altamente integradas, além de haver interconexões com Alemanha, Polônia, Holanda e Reino Unido. Tal fato permite a transferência de relevante quantidade de eletricidade entre os países. Apenas em 2017, exportações líquidas de eletricidade oriundas dos países nórdicos chegaram a 11TWh, com a Noruega exportando 15TWh e a Suécia 20TWh, representando entre 10% e 14% do total da eletricidade gerada nos respectivos países.⁵⁴ Especialistas acreditam que, em 2050, a exportação líquida de eletricidade dos países nórdicos possa atingir 53TWh, equivalente a 10% de toda a eletricidade gerada atualmente no Brasil, alavancando-se nas perspectivas de preços de eletricidade mais altos na Europa que incentivem a exportação.⁵⁵

51. FGV ENERGIA. O setor elétrico brasileiro e a integração elétrica regional. 2016

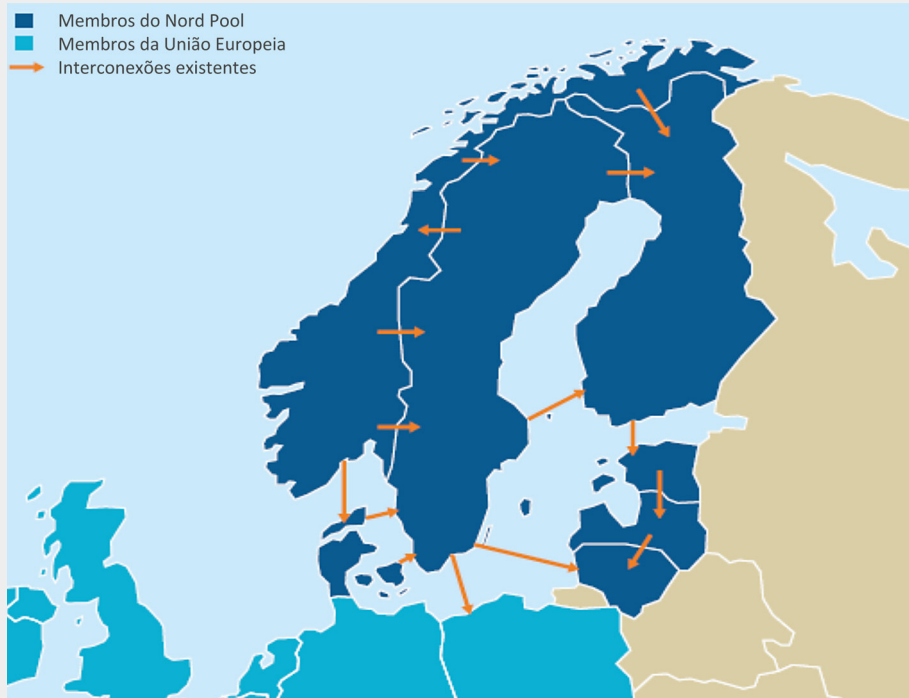
52. IEA. Integrating power systems across borders. 2019

53. NORD POOL. History. Disponível em: <https://www.nordpoolgroup.com/About-us/History/>

54. IEA. Data and statistics. Electricity generation by source: Sweden, Norway. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=SWEDEN&fuel=Electricity%20and%20heat&indicator=Electricity%20generation%20by%20source>

55. IEA, NORDEN – NORDIC ENERGY RESEARCH. Nordic Energy Technology Perspectives 2016. 2016

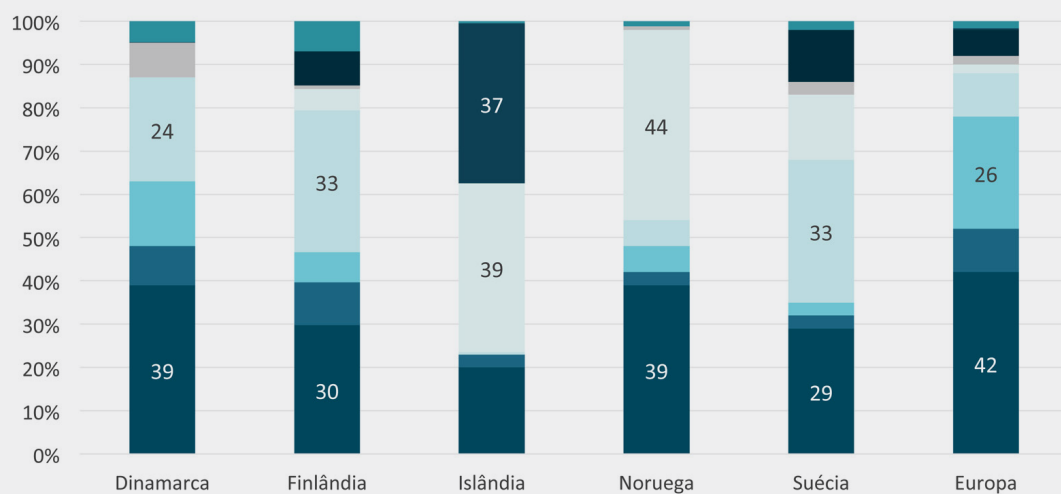
Figura 11. Países participantes do Nord Pool e interconexões existentes



Fonte: IEA. Integrating power systems across borders. 2019

Entre os motivos por trás do sucesso do modelo de integração energética do norte europeu, destaca-se a diversidade de recursos naturais existentes na região, gerando alta complementariedade entre as matrizes energéticas dos países, como pode ser observado no gráfico abaixo. Enquanto Dinamarca, Finlândia e Suécia têm entre as principais fontes energéticas o petróleo e a biomassa, a Noruega tem sua matriz majoritariamente baseada em petróleo e hidroeletricidade, enquanto a Islândia conta com alta participação de geração geotérmica. Tais perfis são complementares com a matriz europeia, a qual conta com maior participação de gás natural.

Figura 12. Matriz energética dos países nórdicos e da Europa (% , 2016)



Fonte: IEA, NORDEM. Nordic Energy Technologies Perspective. 2016

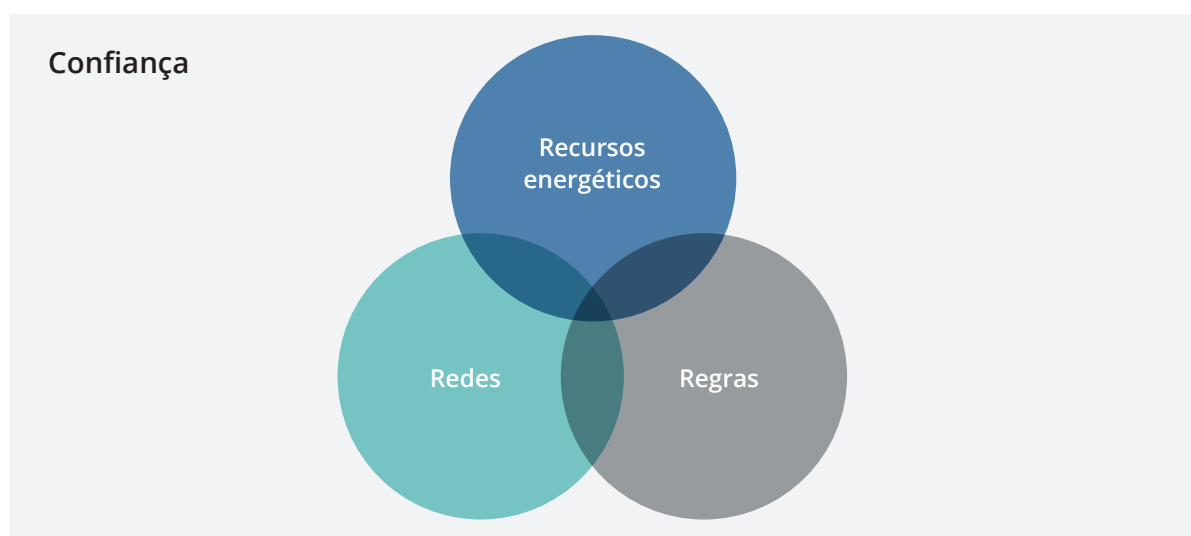
Ainda, outros fatores de sucesso estão baseados no alto nível de confiança entre os *stakeholders* envolvidos, além de o arcabouço regulatório e de cooperação regional europeu viabilizar a estruturação do mercado comum de eletricidade.⁵⁶ Devido ao alto nível de cooperação, o mercado comum do norte europeu é altamente líquido e permite que os sistemas nacionais de eletricidade operem em conjunto por meio de interconexões e redes de transmissão fronteiriças.

Por outro lado, o mercado norte europeu não está imune a desafios. O maior percentual de energia renovável intermitente, ao mesmo tempo em que pode aumentar os incentivos à integração como forma de prover flexibilidade aos sistemas, adiciona complexidade ao planejamento e à operação do mercado comum.⁵⁷

Há ainda, a visão de que há espaço para maior integração por meio de, por exemplo, (i) estabelecimento de uma visão comum dos países nórdicos em negociações sobre política energética europeia, (ii) mecanismos de *peer review* entre os países no caso de eventuais revisões nas políticas energéticas nacionais, de modo a avaliar o impacto sobre o mercado integrado, (iii) parcerias para a descarbonização do setor de transportes, com base em investimentos em eletrificação, P&D para armazenamento de energia e biocombustíveis para redução de emissões no transporte de carga.⁵⁸

A opção pelo nível de integração energética se dá em função dos incentivos que cada país tem ao promovê-la. Pode-se esperar determinado nível de integração de acordo com o grau de desenvolvimento de 4 pilares: recursos energéticos, redes, regras e confiança. Diante do abordado nessa sessão, fica claro que o aspecto de recursos energéticos abundantes e desigualmente distribuídos seriam um incentivador da integração. Por meio da análise das experiências passadas de integração energética na América Latina, lições aprendidas e olhar para o futuro, será abordado de que forma o continente estaria aderente aos demais pilares e, portanto, qual seria o real potencial de integração energética regional.

Figura 13. Pilares para a efetiva integração energética



Fonte: Análise Catavento a partir de FGV ENERGIA. O setor elétrico brasileiro e a integração elétrica regional. 2016

56. Nordic Council of Ministers. Nordic Energy Cooperation - Strong today stronger tomorrow. 2017

57. Nordic Council of Ministers. Nordic Energy Cooperation - Strong today stronger tomorrow. 2017

58. DTU Management Engineering. A Nordic Green Flexible Energy System: Barriers and Opportunities. 2018

3. Panorama histórico: muita intervenção e baixa confiança

Pode-se dizer que a integração energética na América Latina teve sua história marcada por grandes expectativas, acompanhadas de resultados muito aquém destas. Houve iniciativas promissoras no setor elétrico, mesmo que marginais e concentrada em nichos, mas projetos menos satisfatórios no setor de petróleo e gás.

Setor elétrico

O processo de maior integração elétrica na região teve início na 2ª metade do século XX, com o desenvolvimento dos aproveitamentos hidroelétricos binacionais de Itaipu (Brasil-Paraguai), Salto Grande (Argentina-Uruguai) e Yacyretá (Argentina-Paraguai). O desenvolvimento do potencial hidroelétrico de fronteira, por um lado, respondia a um anseio geopolítico de defesa da autonomia energética nacional.⁵⁹ Por outro, parecia ser uma consequência natural da posição geográfica dos empreendimentos.

Itaipu Binacional: Motivação e benefícios

As razões que levaram à construção da Usina Itaipu Binacional têm como pano de fundo o contexto diplomático e energético do Paraguai e do Brasil. No quesito geopolítico, os países disputavam a posse de terras na região do Salto de Sete Quedas, área hoje coberta pelo lago da usina, desde o século XVIII, disputa essa acirrada pela Guerra do Paraguai (1865-1870). Um século depois, com a assinatura da Ata do Iguaçu pelos Ministros das Relações Exteriores de ambos países, foi declarado o interesse de estudar o aproveitamento dos recursos hidráulicos do Rio Paraná.⁶⁰

Apesar de inúmeros estudos, avanços efetivos só ocorreram a partir da crise do petróleo dos anos 70. A busca por fontes de energia alternativas e por segurança energética culminaram na assinatura do Tratado de Itaipu em 1973, que estabeleceu o aproveitamento hidrelétrico dos recursos da região. O Tratado também definiu, em seu Anexo C, as bases financeiras e de prestação dos serviços de eletricidade providos pela usina. Para esta finalidade, foi criada a entidade binacional Itaipu constituída pela Eletrobrás, pelo lado brasileiro, e pela ANDE – *Administración Nacional de Eletricidad*, pelo lado paraguaio, com igual participação no capital.⁶¹

A usina foi durante anos a maior do mundo, com capacidade para gerar 14.000 MW de eletricidade, por meio de 20 unidades de 700 MW. Em 2012, foi ultrapassada pela chinesa

59. FGV ENERGIA. O setor elétrico brasileiro e a integração elétrica regional. 2016

60. Itaipu Binacional. Nossa história. Disponível em: <https://www.itaipu.gov.br/nossahistoria>

61. EPE. Panoramas e perspectivas sobre integração energética regional. 2019

Three Gorges Dam, com 22.500 MW de capacidade,⁶² apesar de Itaipu ainda ter sido a primeira hidrelétrica a ultrapassar 100 milhões de megawatts-hora (MWh) de geração anual em 2016.⁶³

A energia gerada pela usina é dividida em partes iguais entre os países, havendo direito à aquisição da energia não consumida pelo Paraguai por parte do Brasil, por meio do mecanismo de cessão de energia. Em 2016, Itaipu foi responsável pelo suprimento de 76% da eletricidade consumida no Paraguai.⁶⁴ Apesar de não ser tão relevante para o Brasil em termos relativos, diante da dimensão continental do país, ainda assim Itaipu representou 13% da geração brasileira de eletricidade em 2019.⁶⁵

Há, desde 2019, negociações em curso sobre revisões de cláusulas no Anexo C, notadamente no que diz respeito ao contrato de potência da usina para o período 2019-2022 e o preço que a ANDE deverá pagar à estatal brasileira quando o país vizinho consumir mais energia do que a demanda declarada e o volume excedente da usina, atingindo a parte contratada pelo Brasil.⁶⁶

De toda forma, a usina de Itaipu Binacional é considerada um caso emblemático de sucesso de integração energética na América Latina. Ainda que haja discussões sobre qual dos países mais se beneficiou do projeto, a escala do empreendimento, seus desafios técnicos e ambientais, além do incremento de segurança energética para ambos os países são evidentes.⁶⁷ É, ainda, visto como um modelo de integração com equidade e respeito às assimetrias entre os países, com alto nível de complexidade jurídica e arquitetura financeira, calcado em tratados internacionais de modo a minimizar os principais riscos do processo.⁶⁸

Ainda nos anos 80, foram construídas interconexões entre Argentina e Chile de modo a reduzir a dependência deste último à importação de combustíveis fósseis para geração térmica. O aumento da integração coincidiu com a liberalização dos mercados latino-americanos nos anos 90, baseada na abertura de mercados e atração de investimentos privados, em sua maioria responsáveis pela construção das interconexões. Acreditava-se, então, que o desenvolvimento dos respectivos mercados internos geraria excedentes que viabilizariam o intercâmbio entre países pelas oscilações dos custos marginais de operação de cada mercado.⁶⁹

No período, a Argentina se consolidou como exportador, com Chile e Uruguai dependentes de importações de eletricidade e gás da Argentina. Ainda, houve aumento das importações de eletricidade argentina por parte do Brasil, e de importação de eletricidade da Colômbia por parte do Equador. Deu-se, também nesta época, início à construção do *Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central* – SIEPAC (*box*). A evolução incipiente dos citados mercados livres nacionais, provocada pela curta duração do ciclo liberal em alguns países, levou a que estas interligações fossem hoje operadas com carregamento muito abaixo das suas capacidades.⁷⁰

62. US DEPARTMENT OF THE INTERIOR. Three Gorges Dam: The World's Largest Hydroelectric Plant. Disponível em: https://www.usgs.gov/special-topic/water-science-school/science/three-gorges-dam-worlds-largest-hydroelectric-plant?qt-science_center_objects=0#qt-science_center_objects

63. Itaipu Binacional. Nossa história. Disponível em: <https://www.itaipu.gov.br/nossahistoria>

64. ITAIPU BINACIONAL. Papel da ITAIPU Binacional na Integração Elétrica Regional. 2017

65. EPE. Anuário Estatístico de Energia Elétrica. 2020

66. VALOR ECONÔMICO. Tarifa para excedente reabre negociação em torno de Itaipu. 2020

67. KAS, GESEL. Santos, T. e Santos, L. Energy integration in MERCOSUR: Itaipu Binacional emblematic case. 2017

68. ITAIPU BINACIONAL. Papel da ITAIPU Binacional na Integração Elétrica Regional. 2017

69. EPE. Panoramas e perspectivas sobre integração energética regional. 2019

70. EPE. Panoramas e perspectivas sobre integração energética regional. 2019

A experiência da América Central: SIEPAC

O sistema elétrico interconectado da América Central teve início com o *Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central*, assinado e ratificado em 1998. Neste, foram criadas as instituições de governança regional: Ente Operador Regional (EOR), responsável pela operação do sistema, e a *Comisión Regional de Interconexión Eléctrica* (CRIE), responsável pela regulação. Ainda, a Empresa Proprietaria de la Red (EPR) foi instituída como desenvolvedora do projeto, englobando engenharia e construção do empreendimento.

Figura 14. Interconexão elétrica na América Central



Fonte: La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, 2017

O sistema de transmissão tem 1800km de extensão e 15 subestações, passando por Guatemala, Honduras, Costa Rica, El Salvador, Nicarágua e Panamá. Ainda, teria potencial para intercâmbio regional de 300 MW. Apesar dos investimentos realizados, os resultados têm deixado a desejar: menos de 1% da geração total é atualmente importada ou exportada.⁷¹ Entre as causas ressaltadas para a limitada integração do setor elétrico na América Central estão:

- O fato de que todos os seis países membros mantiveram seus operadores e reguladores nacionais, com regras independentes, fazendo com que a SIEPAC fosse apenas um ambiente adicional coexistente;⁷²
- Instabilidade regulatória nos países membros e fragilidades institucionais como mão de obra qualificada e dedicada na CRIE;⁷³
- Falta de integração no planejamento energético da região, com países focados em suas respectivas independências energéticas.

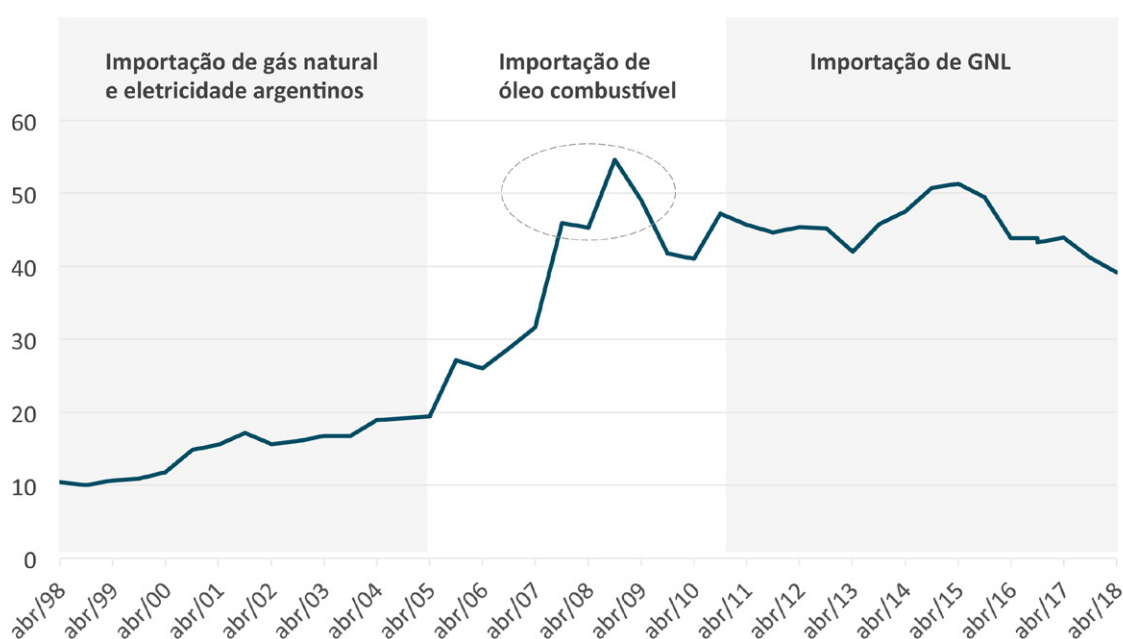
71. ENTE OPERADOR REGIONAL. Flujos de potencia en tiempo real del SER. Disponível em: <https://www.enteoperador.org/flujos-regionales-en-tiempo-real/>

72. OCDE. Analysis of long-term electricity markets in a regional Market integration context – Contribution from Jose Luis Lima R. 2014

73. BARRAL, Thiago. South American Internal Electricity Market – SAIEM: Proposals and policy recommendations Perspective of the Brazilian Ministry of Mines and Energy. 2016

Isto posto, o fim da onda liberal nos anos 90 foi seguido por um período marcado pela desconfiança gerada por dificuldades de cumprir compromissos de abastecimento, acompanhada, em muitos casos, de tendências nacionalistas⁷⁴. Crises de oferta nos anos 2000 fizeram com que países priorizassem o suprimento interno, gerando quebra de contratos. No setor elétrico, o caso mais emblemático foi o da Argentina, que cortou o fornecimento de eletricidade para o Chile, Uruguai e Brasil em 2005. Tal fato gerou grande impacto no setor elétrico chileno, com aumento das tarifas de eletricidade⁷⁵, como pode ser observado no gráfico abaixo, seguido de um consequente esforço para reduzir a dependência de importações argentinas. Para tal, desde então o país investiu fortemente em terminais de regaseificação de GNL para geração termelétrica, como será explorado na sessão seguinte. Ainda, no mesmo período, as exportações da Colômbia para Equador geraram aumento do preço *spot* do país de origem, gerando descontentamento na sociedade colombiana quanto à integração.

Figura 15. Preço médio nominal de eletricidade no Chile (\$/kWh)



Fonte: COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. Histórico Precio Medio de Mercado SEN. Disponível em: <https://www.cne.cl/precio-medio-de-mercado-2/>

Diante de tal histórico, o contexto atual de integração elétrica é tímido, como pode ser evidenciado a partir do exemplo do Brasil. Apesar de ter fronteira com 10 dos 12 países da América do Sul, apresenta interconexão elétrica com apenas 4 deles: Paraguai, Uruguai, Argentina e Venezuela. Um resumo ilustrativo das interconexões existentes pode ser encontrado a seguir:

74. FGV ENERGIA. O setor elétrico brasileiro e a integração elétrica regional. 2016

75. COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. Histórico Precio Medio de Mercado SEN. Disponível em: <https://www.cne.cl/precio-medio-de-mercado-2/>

Figura 16. Mapa da América Latina com interconexões e usinas binacionais



Fonte: Elaboração Catavento a partir de EPE. Panoramas e perspectivas sobre integração energética regional. 2019

Gás natural

A integração energética na América Latina por meio do gás natural foi iniciada de modo a complementar os mercados internos, diante da oferta excedente na Bolívia e Argentina, e mercados demandantes notadamente no Brasil e no Chile.⁷⁶ Tais esforços se iniciaram na década de 70, com a construção do gasoduto Yabog para importação de gás boliviano por parte da Argentina. Essa se manteve como a única interconexão via gasoduto na região até a década de 90. Com relevantes reservas de gás descobertas na Argentina, o país deu início à construção de sete gasodutos para exportação para o Chile entre 1996 e 2001. Ainda, gasodutos foram construídos ligando a Argentina ao Uruguai (1998) e ao Brasil (2000). Nesse mesmo período, houve a construção do Gasbol em 1999 entre o Brasil e a Bolívia e, mais ao norte, a construção de um gasoduto entre a Colômbia e a Venezuela em 2007.⁷⁷

76. DECIO ODDONE, PERFIL. El futuro de los grandes gasoductos. 2009. Disponível em: <https://www.perfil.com/noticias/columnistas/el-futuro-de-los-grandes-gasoductos-20091212-0006.phtml>

77. OXFORD INSTITUTE ENERGY STUDIES. South American Gas and the role of LNG. 2016

O gasoduto Brasil-Bolívia: Gasbol

No caso do Gasbol, em 1992 foi firmado o primeiro contrato de compra de gás natural boliviano pelo Brasil, que incluía volumes de 8 a 16 milhões de m³/d, contrato este que foi renovado e ampliado gradativamente até os dias atuais.

Com contratos de fornecimento da ordem de 30 milhões de m³/dia de gás boliviano, o gasoduto foi muito utilizado na sua capacidade máxima até meados de 2016 quando, por motivos de desaceleração da economia e baixo despacho termelétrico, passou a oscilar entre volumes médios de 20 a 30 milhões de m³/dia.⁷⁸ Em setembro de 2020, o gasoduto transportou cerca de 20 milhões de m³/dia.⁷⁹

Figura 17. Traçado e características do Gasoduto Bolívia-Brasil



Fonte: TBG. Disponível em: http://www.tbg.com.br/pt_br/o-gasoduto/tracado.htm

Além dos fatores supracitados, o gasoduto teve sua história mais conturbada a partir da nacionalização de recursos de O&G decretada pelo então presidente boliviano Evo Morales em 2006. Tropas militares cercaram as duas refinarias da Petrobras no país, em Cochabamba e Santa Cruz de La Sierra.⁸⁰ O governo boliviano assumiu o controle acionário das empresas sediadas na Bolívia, mas, em troca, algumas grandes empresas multinacionais deixaram o país diante do risco político. Após o incidente, o Brasil e a Petrobras passaram meses renegociando contratos com a Bolívia e a estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), inclusive para que o fornecimento de gás natural não fosse cortado.⁸¹ Tal fato contribuiu para a percepção de baixa confiança entre os países da região, além de prejudicar a segurança jurídica e atração de investimentos no setor energético.

78. EPE. Panoramas e perspectivas sobre integração energética regional. 2019

79. ANP. Painel Dinâmico de Movimentação de Gás Natural em Gasodutos de Transporte. Disponível em: http://www.anp.gov.br/transporte-gas-natural/5953-painel-dinamico-de-movimentacao-de-gas-natural-em-gasodutos-de-transporte?utm_source=newsletters+epbr&utm_campaign=6a1121a416-transicao_COPY_01&utm_medium=email&utm_term=0_5931171aac-6a1121a416-129388925

80. FOLHA DE SÃO PAULO. Morales invade Petrobras e nacionaliza gás. 2006

81. O GLOBO. Confira a cronologia da nacionalização na Bolívia. 2007

Apesar de planos e intenções para contínua integração dos mercados de gás latino-americanos por meio de construção de inúmeros gasodutos adicionais,⁸² estes encontraram duas grandes barreiras a partir dos anos 2000: (i) desafios político-econômicos e (ii) consolidação do gás natural liquefeito (GNL) como fonte competitiva a partir do *shale boom*.

Durante a crise econômica enfrentada pela Argentina em 2001, sob o governo Kirchner, a produção doméstica de gás natural caiu substancialmente, gerando um déficit interno e subsequente quebra dos contratos de exportação, com grande impacto no mercado elétrico chileno. Apesar dos impactos menos severos no Brasil e no Uruguai, tal fato gerou redução na confiança entre os países. Embora as exportações de gás bolivianas para o Brasil tenham sido mais confiáveis em termos de suprimento, desafios ocorreram a partir da nacionalização de recursos de O&G por parte do governo boliviano em 2006, como é explorado no box sobre o Gasbol, além de falta de consenso em relação aos preços aplicados. Mais ao Norte, contratos previam que a Colômbia exportaria gás natural para a Venezuela apenas até 2011 e que o fluxo se inverteria a partir de 2012. Tal compromisso não foi cumprido devido a atrasos no desenvolvimento das reservas venezuelanas.⁸³

Gasoduto Trans-Caribenho: uma oportunidade desperdiçada?

No extremo norte da América do Sul, outros dois países também possuem um gasoduto que os conecta. É o caso do primeiro trecho do gasoduto Trans-Caribenho (ou Antonio Ricaurte), entre Colômbia e Venezuela, interligando as cidades de Ballenas (COL) a Maracaibo (VEN) no norte dos países.

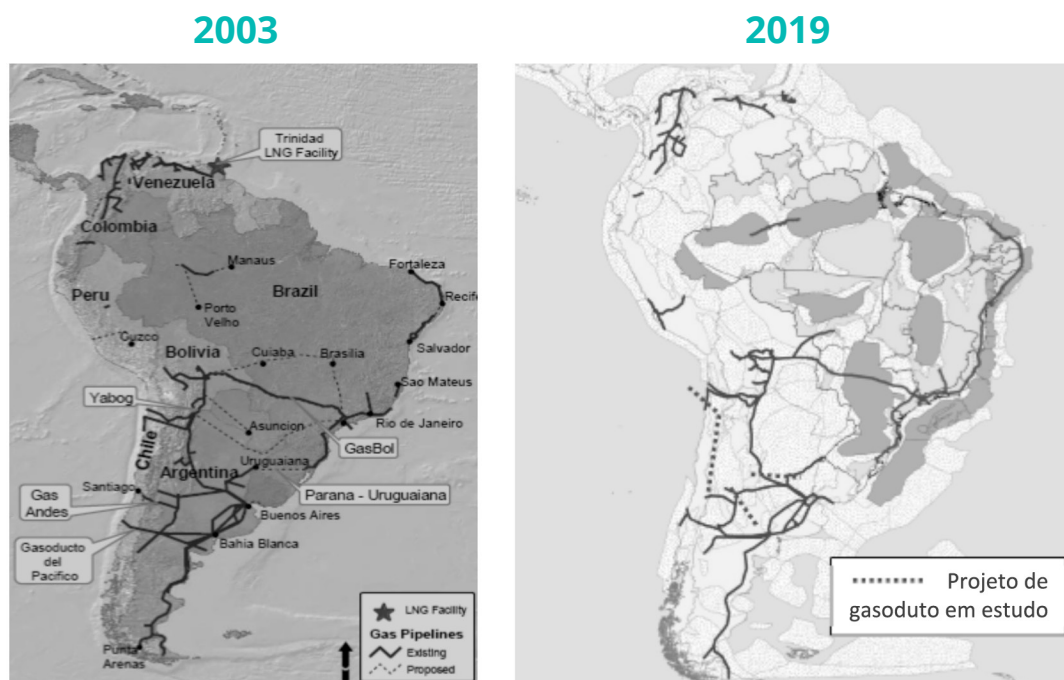
Previsto para exportar gás da Colômbia para a Venezuela, o gasoduto teve o seu fluxo de gás natural restringido diversas vezes devido a períodos de seca na Colômbia que demandaram maior despacho de termelétricas, e foi alvo também de ataques das FARC em determinados períodos. Hoje, o gasoduto não está em uso devido à não renovação do contrato por parte dos países desde 2015.

Nesse contexto, apesar de amplo apoio político e diplomático para integração energética em gás natural, as trocas ao longo dos anos foram limitadas a iniciativas bilaterais entre produtores e consumidores, sem uma efetiva harmonização regulatória e de mecanismos de precificação. Ainda, a atmosfera de baixa confiança foi alimentada pela preferência pela autossuficiência. Como forma visual de exemplificar tal estagnação, pode-se comparar o mapa de gasodutos da América do Sul em 2003 e em 2019, o qual ilustra bem a inexistente ou baixa expansão ocorrida, em detrimento de intenções expressas.

82. DECIO ODDONE, PERFIL. El futuro de los grandes gasoductos. 2009. Disponível em: <https://www.perfil.com/noticias/columnistas/el-futuro-de-los-grandes-gasoductos-20091212-0006.phtml>

83. OXFORD INSTITUTE ENERGY STUDIES. South American Gas and the role of LNG. 2016

Figura 18. Mapa de gasodutos na América do Sul em 2003 e em 2019



Fontes: STANFORD CESP – PROGRAM ON ENERGY AND SUSTAINABLE DEVELOPMENT, BAKER INSTITUTE ENERGY FORUM. Natural Gas Pipelines in the Southern Cone. 2004; EPE. Panoramas e perspectivas sobre integração energética regional. 2019

Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre: gás de Vaca Muerta para o Brasil?

Diante das descobertas de reservas de gás natural convencional e não convencional na Argentina, notadamente na Bacia de Neuquén, houve interesse em escoar a produção de Vaca Muerta, como é conhecida a província produtora, para Porto Alegre, no sul do Brasil.

O gasoduto, com cerca de 600 km de extensão e 15 milhões de m³/dia planejados, teve sua primeira fase concluída em maio de 2000, constituindo-se de dois trechos de 25 km em cada uma das duas extremidades, conectando a fronteira com a Argentina à Uruguaiana, e Canoas/RS ao Polo Petroquímico de Triunfo. Na extremidade oeste, o trecho está conectado com o gasoduto da Transportadora de Gás del Mercosur S.A. (TGM) e, na sua extremidade leste, com o gasoduto da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG). Aguarda-se, agora, a definição do traçado entre as localidades de Uruguaiana e Porto Alegre, o maior dos trechos.⁸⁴

Apesar de declarações e expectativas por parte de algumas partes interessadas,⁸⁵ especialistas ressaltam que o histórico das exportações argentinas e a crescente competitividade do GNL não favorecem o projeto.⁸⁶

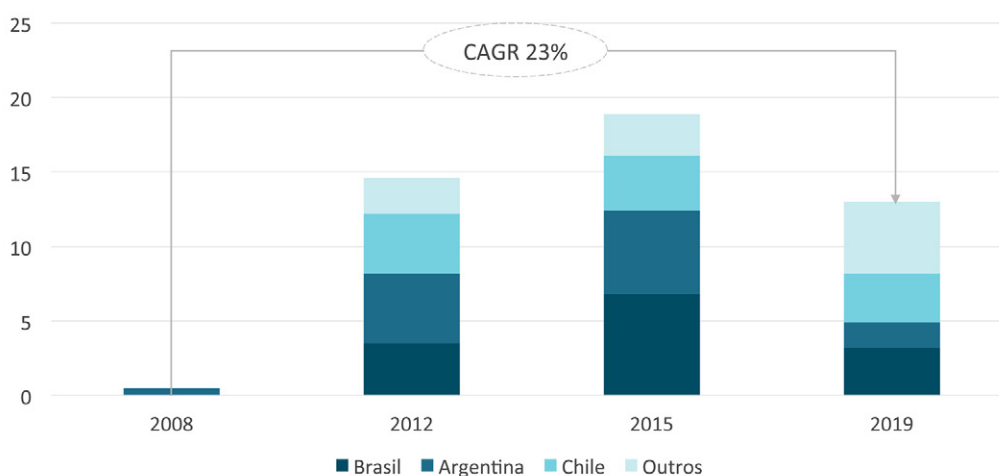
84. EPE. Panoramas e perspectivas sobre integração energética regional. 2019

85. VALOR ECONÔMICO. Argentina quer duto bilionário para levar gás até Porto Alegre. 2020

86. VALOR ECONÔMICO. Política é desafio para integração energética na América do Sul, diz Oddone. 2020

Ao mesmo tempo em que a integração via gasodutos não gerou resultados promissores, o aumento da produção norte americana de gás de folhelho e a consolidação de mercados globais de GNL trouxeram uma nova alternativa aos países latino americanos. O GNL, transportado via navios e não raro apelidado de “gasoduto flutuante”,⁸⁷ apresenta-se como opção de suprimento segura, com volumes expressivos de oferta e maior flexibilidade.⁸⁸ A primeira operação de importação de GNL na América Latina ocorreu em 2008 e, como pode ser visto no gráfico abaixo, os volumes aumentaram substancialmente até 2015, ultrapassando 18 bilhões de metros cúbicos/dia com posterior arrefecimento recentemente, mas representando um crescimento anual médio (CAGR) de 23,4% desde 2008.⁸⁹ Atualmente, o GNL é responsável por 80% do consumo de gás natural chileno, em contraponto ao início dos anos 2000, onde o país era 100% dependente da importação de gás argentino via gasodutos.⁹⁰

Figura 19. Importação de GNL na América do Sul e Central



Fonte: BP. Statistical Review of World Energy. 2020

Ainda, é importante destacar que a América Latina se beneficiou do desenvolvimento do GNL também a partir da exportação da produção excedente. Trinidad & Tobago exportou 17 bilhões de metros cúbicos de GNL em 2019,⁹¹ sendo responsável por suprir quase 40% da demanda latino-americana pelo insumo. Já o Peru começou a exportar em 2010, totalizando 5 bilhões de metros cúbicos em 2019,⁹² a partir do desenvolvimento do Campo de Camisea, tendo como principal destino o México, por meio de contratos de longo prazo.⁹³

Ao se analisar, portanto, as experiências latino-americanas de integração energética segundo o *framework* proposto na primeira seção, pode-se observar que, apesar de abundantes recursos energéticos e de iniciativas pontuais de construção de redes e interconexões, não houve uma efetiva harmonização de regras. Ainda, há um evidente baixo nível de confiança entre os países, o que não favorece as perspectivas futuras para o tema.

87. DECIO ODDONE, PERFIL. El futuro de los grandes gasoductos. 2009. Disponível em: <https://www.perfil.com/noticias/columnistas/el-futuro-de-los-grandes-gasoductos-20091212-0006.phtml>

88. OXFORD INSTITUTE ENERGY STUDIES. South American Gas and the role of LNG. 2016

89. BP. Statistical Review of World Energy. 2020

90. THE DIALOGUE. Natural Gas Market Outlook - how Latin America and the Caribbean can benefit from the shale boom. 2015

91. BP. Statistical Review of World Energy. 2020

92. BP. Statistical Review of World Energy. 2020

93. THE DIALOGUE. Natural Gas Market Outlook - how Latin America and the Caribbean can benefit from the shale boom. 2015

Figura 20. Integração energética na América Latina



Fonte: Análise Catavento a partir de FGV ENERGIA. O setor elétrico brasileiro e a integração elétrica regional. 2016

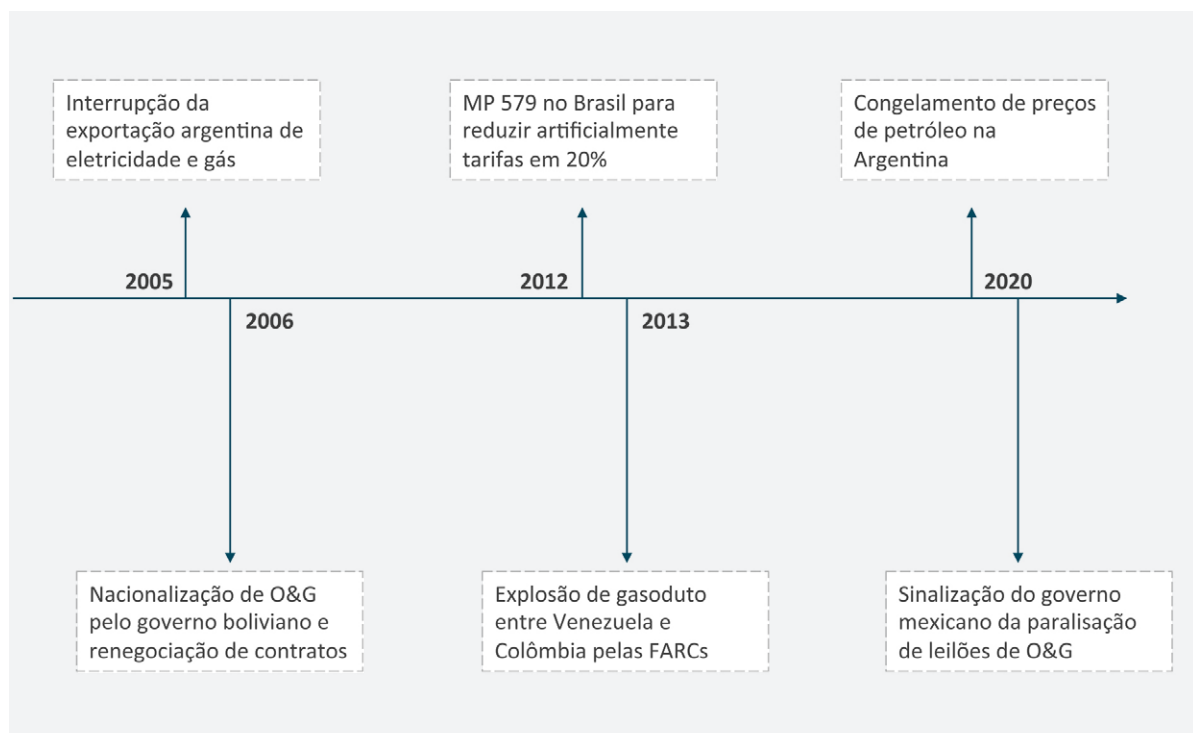
4. Lições aprendidas e barreiras à integração

Ao analisar as experiências passadas de integração energética, vale ressaltar alguns fatores comuns que se configuram como lições aprendidas, além de frequentemente serem barreiras a uma maior integração.

Em primeiro lugar, um ambiente político-econômico instável, tal como o latino-americano, não favorece a integração energética. Mudanças em orientações ideológicas, além de alto nível de intervenção em preços administrados, trazem insegurança jurídica e prejudicam investimentos.

As intervenções históricas por parte de governos geralmente responderam a choques exógenos, como aumentos no preço do petróleo ou crises hídricas, que então gerariam aumento nas tarifas elétricas ou déficit de suprimento energético. Diante de tais cenários, governos latino-americanos optaram frequentemente por intervenções nos mercados energéticos, notadamente por meio de restrições na exportação, mudanças nas regras e controle de preços, os quais enfraqueceram a autoridade de instituições regulatórias, aumentaram a percepção de risco para investidores privados e reduziram a credibilidade dos compromissos assumidos junto aos países parceiros.⁹⁴ O quadro resumo abaixo exemplifica algumas das intervenções sofridas pelo setor energético na região:

Figura 21. Exemplos de intervenção governamental ou instabilidade político-social na América Latina



Fonte: Análise Catavento

94. ESMAP. Latin America and the Caribbean Region Energy Sector – Retrospective Review and Challenges. 2009

Adicionalmente, cabe explorar até que ponto a alta relevância de empresas estatais no setor energético do continente contribuiu para exacerbar o risco de intervenção. Empresas estatais ou de capital misto são responsáveis por parte relevante da produção de O&G e da geração de eletricidade na América Latina. No Brasil, por exemplo, a Petrobras é responsável por 75% da produção nacional de petróleo e gás natural.⁹⁵ Ainda, a Eletrobras possui capacidade instalada de 51.143 MW, o que representa 30% do total instalado no Brasil.⁹⁶ No México, a PEMEX é responsável por 88% da produção de petróleo do país,⁹⁷ enquanto na Venezuela a PDVSA responde por 87% da produção de petróleo, apesar da relevante crise que tem levado à contínua redução da produção venezuelana.⁹⁸

Nesse contexto, empresas estatais do setor de energia na América Latina são, frequentemente, chamadas a serem as custodiantes do desenvolvimento de recursos energéticos nacionais e provedoras de segurança energética.⁹⁹ Governos mais intervencionistas também as consideram ferramentas de promoção do desenvolvimento.¹⁰⁰ Assim, embora a alta relevância de empresas estatais no setor energético potencialmente facilite a integração regional, na medida em que governos devem coordenar um menor número de agentes para promovê-la, tal cenário facilita a intervenção governamental e, portanto, mina esforços para uma efetiva e sustentável integração.

É ainda evidente a importância da harmonização regulatória entre os países, além de um *framework* institucional e de governança sólido, notadamente no que diz respeito a tratados internacionais que garantam previsibilidade e segurança jurídica.

Diante da delegação de parte do poder soberano de Estados a uma autoridade supranacional e da relevância da integração para a segurança energética dos países, é importante que haja uma governança fortalecida para o tema. Tratados podem ser considerados como diretrizes e objetivos de longo prazo por parte de governos, sendo uma ferramenta importante para apoiar arranjos privados. É necessário o envolvimento diplomático dos países para alinhar objetivos nacionais, por meio de diálogos bilaterais, multilaterais ou mecanismos de cooperação que possam conferir a adequada segurança jurídica para resolução de conflitos.¹⁰¹ Ainda, a existência de instituições supervisoras supranacionais é fundamental, de modo a garantir o cumprimento dos acordos e tratados.¹⁰²

Ainda, a diferença de frequências de transmissão de eletricidade entre os países é um exemplo que requer a utilização de subestações conversoras cujos custos de implantação tendem a ser elevados e, dessa forma, podem pesar significativamente sobre a decisão de investimento dos países envolvidos. Ainda, outro aspecto da comercialização de energia elétrica no Brasil que precisaria ser endereçado em uma eventual maior integração regional é a não existência do conceito de garantia física em outros países da região.¹⁰³

95. ANP. Anuário Estatístico 2020 - Produção de petróleo e gás natural, por concessionário – 2019. 2020

96. ELETROBRAS. Geração de Energia. Disponível em: <https://eletrobras.com/pt/Paginas/Geracao-de-Energia.aspx>

97. PEMEX. Petroleum statistics July 2020. Disponível em: <https://www.pemex.com/en/investors/publications/Paginas/petroleum-statistics.aspx>; BP. Statistical Review of World Energy. 2020

98. THE DIALOGUE. REVIVING VENEZUELA'S OIL SECTOR: The Role of Western Oil Majors. 2020; BP. Statistical Review of World Energy. 2020

99. EY. Why national oil companies need to transform. 2019

100. The Conversation. The secret to successful state-owned enterprises is how they're run. 2016

101. EPE. Plano Nacional de Energia 2050. 2020

102. BARRAL, Thiago. South American Internal Electricity Market – SAIEM: Proposals and policy recommendations Perspective of the Brazilian Ministry of Mines and Energy. 2016

103. EPE. Plano Nacional de Energia 2050. 2020

Iniciativas regulatórias brasileiras recentes que podem impulsionar a integração

Consulta Pública 96/2020 – engloba diretrizes para exportação de energia à Argentina e ao Uruguai, proveniente de vertimento turbinável de usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, disponíveis para atendimento ao Sistema Interligado Nacional - SIN, cuja geração seja transmissível e não alocável na carga do SIN.¹⁰⁴ De acordo com a proposta em discussão, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) operacionalizará processo competitivo periódico entre agentes comercializadores, com apresentação de ofertas de montante e preço.¹⁰⁵

Consulta pública 97/2020 - Diretrizes para exportação de energia elétrica sem devolução destinada a países vizinhos interconectados eletricamente com o Brasil, proveniente de excedentes energéticos transmissíveis de fontes renováveis não-hidrelétricas, sem afetar a segurança eletroenergética do Sistema Interligado Nacional - SIN e mantendo custos e riscos da transação restritos aos envolvidos no processo de exportação. Nesse contexto, e considerando que as fontes renováveis não controláveis, como eólica e solar, têm relevantes incertezas de produção associadas, a exportação de energia elétrica é, potencialmente, um mitigador do risco de redução ou limitação de geração devido à insuficiência de mercado interno, uma vez que os padrões de produção e de consumo de energia elétrica podem variar em geografias e economias distintas.¹⁰⁶

Cabe ressaltar, por fim, que já há normativo vigente no Brasil relacionado à importação de energia,¹⁰⁷ que envolve que países vizinhos façam ofertas para o ONS e, caso sejam competitivas em comparação com o custo marginal do sistema brasileiro principalmente de termelétricas mais caras, podem ser importados.

Consequentemente, faz-se mister estabelecer um programa de harmonização dos desenhos de mercado, incluindo instâncias de governança robustas e capacitadas, caso os governos tenham como objetivo promover a efetiva integração energética regional.

Por fim, agentes privados não raro tornam-se frágeis diante de projetos de integração energética, devido à dependência dos entes governamentais para a efetiva rentabilidade destes.

Empresas têm como objetivo fim a geração de valor para seus *stakeholders*, notadamente os acionistas. Dito isso, em contextos de integração energética entre países, decisões de investimento e portfólio estão sujeitas aos interesses dos governos e não apenas ao cumprimento do dever fiduciário por parte de seus administradores. Haveria, portanto, uma percepção de alto risco político por parte de tais projetos, que não raro não compensariam os investimentos necessários para sua concretização, ainda mais tendo em vista o já mencionado risco de intervenção governamental.

104. Ministério de Minas e Energia (MME). Consulta Pública Nº 96 de 29/07/2020. Diretrizes para exportação de energia elétrica proveniente de vertimento turbinável de usinas hidrelétricas. 2020

105. Ministério de Minas e Energia (MME). Consulta Pública Nº 96 DE 29/07/2020 - Diretrizes para exportação de energia elétrica proveniente de vertimento turbinável de usinas hidrelétricas. 2020; Nota Técnica nº 13/2019/CGDE/DMSE/SEE. 2019

106. MME. Nota Técnica Nº 6/2020/CGDE/DMSE/SEE. 2019; Consulta Pública Nº 97 DE 29/07/2020 - Diretrizes para exportação de energia elétrica proveniente de excedentes energéticos de fontes renováveis não-hidrelétricas. 2020

107. ANEEL. Resolução Normativa Nº 225, de 18 de Julho de 2006. 2006

5. Um olhar para o futuro

Tendências globais e incentivos à integração

A partir do contexto histórico traçado e das lições aprendidas, há que se refletir de que forma uma discussão sobre integração energética regional na América Latina está inserida no contexto de macro-tendências que redesenham o futuro da energia.¹⁰⁸ Para tanto, leva-se em conta 4 transformações em curso no setor energético, a saber: (i) mudanças climáticas, (ii) transição energética e maior penetração de novas renováveis, (iii) novas tecnologias e digitalização e (iv) a nova orientação geopolítica.

A evidência científica em torno da intensificação das mudanças climáticas é inequívoca.¹⁰⁹ A temperatura média da superfície terrestre já aumentou cerca de 1°C desde o final do século XIX, período conhecido como pré-industrial. Grande parte de tal aquecimento aconteceu nos últimos 35 anos, com os 6 anos mais quentes da história tendo ocorrido desde 2014.¹¹⁰ O nível dos oceanos já aumentou em média 20cm no último século. A taxa de aumento nas últimas duas décadas, porém, é quase o dobro da do século passado, e tem acelerado ano a ano.¹¹¹

Para o setor energético, as mudanças climáticas implicam em maior exposição a riscos físicos, como secas mais frequentes, eventos climáticos extremos, incidência de descargas elétricas e mudanças nos padrões de chuvas.¹¹² Como pode ser visto no *framework* abaixo, ativos de energia estão altamente expostos a riscos climáticos, notadamente linhas de transmissão e subestações.¹¹³ Tais eventos dificultam o planejamento e operação dos sistemas energéticos, além de colocar em risco a segurança energética. Dito isso, esforços para tornar o setor mais resiliente podem beneficiar-se de maior integração, na medida em que permite a diversificação de fontes e a complementariedade entre os recursos, como ilustrado na primeira seção.

Figura 22. Análise da exposição de ativos do setor elétrico a riscos climáticos físicos

Evento climático	Geração				Transmissão e distribuição	
	Nuclear	Eólica	Solar PV	Hidrelétrica	Linhas de transmissão	Subestações
Aumento do nível do mar e enchentes	Médio	Médio	Baixo	Baixo	Médio	Médio
Enchentes fluviais	Médio	Médio	Relevante	Médio	Médio	Médio
Furacões, tornados e ciclones	Relevante	Relevante	Médio	Baixo	Alto	Médio
Tornados	Baixo	Baixo	Baixo	Baixo	Relevante	Baixo
Secas	Médio	Baixo	Médio	Médio	Baixo	Baixo
Calor extremo	Médio	Médio	Relevante	Baixo	Relevante	Médio
Incêndios florestais	Baixo	Baixo	Baixo	Baixo	Alto	Alto

Fonte: MCKINSEY. Will infrastructure bend or break under climate stress? 2020

108. WEF. Global Risks Report. 2018

109. Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC. Synthesis Report: Summary for policy makers. 2014

110. NASA. Climate Change: How Do We Know? Disponível em: <https://climate.nasa.gov/evidence/>

111. R. S. Nerem, B. D. Beckley, J. T. Fasullo, B. D. Hamlington, D. Masters and G. T. Mitchum. Climate-change-driven accelerated sea-level rise detected in the altimeter era. PNAS, 2018

112. COUNCIL ON FOREIGN RELATIONS. Climate Risk Impacts on the Energy System. 2019

113. MCKINSEY. Will infrastructure bend or break under climate stress? 2020

Pode-se argumentar, portanto, que a busca por maior resiliência climática no setor energético tende a favorecer a busca por maior integração energética.

Ainda, as mudanças climáticas trazem à tona a necessidade de redução nas emissões de gases de efeito estufa e, para tal, a substituição de fontes energéticas fósseis por renováveis. Dados mostram que esta transição já é uma realidade, já que, em 2019, 2/3 da capacidade instalada adicional nos sistemas elétricos globais foi baseada em solar e eólica.¹¹⁴

As Américas Central e do Sul já obtêm 32% de sua oferta primária de energia e 66% da geração de energia elétrica de fontes renováveis, como solar, eólica e biomassa. A Agência Internacional de Energia prevê que, em 2040, tal percentual possa chegar a 38% e 72% em um cenário de referência, e a 49% e 88% em um cenário alinhado ao Acordo de Paris.¹¹⁵ Tal crescimento estaria relacionado, além do movimento global de transição para uma economia de baixo carbono, ao vasto potencial da América Latina para o desenvolvimento de fontes renováveis, como ilustrado no mapa abaixo:

Figura 23. Vasto potencial de energias renováveis na América Latina



Fonte: BID. Study on the Development of the Renewable Energy Market in Latin America and the Caribbean. 2014

114. BLOOMBERGNEF. Solar and Wind Reach 67% of New Power Capacity Added Globally in 2019, while Fossil Fuels Slide to 25%. 2020

115. IEA. World Energy Outlook. 2019

Nesse sentido, a transição energética e a consequente maior penetração de renováveis intermitentes, cujo perfil de geração varia ao longo do dia e do ano, trazem aos sistemas energéticos globais o desafio de prover flexibilidade e segurança energética. A flexibilidade refere-se à capacidade dos sistemas de garantir a continuidade dos serviços mesmo diante de grandes e rápidas variações na oferta e demanda, e tem-se tornado mais desafiadora na medida em que o percentual de novas renováveis aumenta.¹¹⁶

Em tal cenário, a integração energética regional, com seus potenciais benefícios de complementariedade e diversificação de recursos pode auxiliar a prover maior flexibilidade aos sistemas. Brasil e Uruguai, por exemplo, apresentam matrizes elétricas predominantemente hidráulicas e complementares à da Argentina, majoritariamente térmica.¹¹⁷ Ainda, haveria espaço para colaboração em pesquisa e desenvolvimento no tocante às fontes energéticas e minerais do futuro, como hidrogênio, combustíveis sintéticos de baixo carbono e prospecção de metais necessários à promoção de uma cadeia de baixo carbono.

Já a digitalização do setor energético e a maior utilização de tecnologias como geração distribuída e armazenamento de energia podem promover maior proximidade entre a geração e o consumo, reduzindo a necessidade de longas linhas de transmissão para prover segurança e flexibilidade, o que pode diminuir os incentivos à integração energética regional. Apenas no Brasil, a geração distribuída deve atrair investimentos de até R\$ 70 bilhões até 2030, segundo projeções da EPE. A capacidade instalada de geração distribuída poderia atingir entre 16,8 GW e 24,5 GW em 10 anos, este último em um cenário sem grandes mudanças nas regras atuais para a remuneração da energia gerada.¹¹⁸ Diante do crescente atrativo de sistemas distribuídos e das novas possibilidades oferecidas ao cidadão e às entidades subnacionais nesse contexto mais local, projetos intercontinentais tendem a perder atratividade.

Por fim, a geopolítica global e no continente sofreu grandes mudanças nos últimos anos. Notadamente, tendências nacionalistas vêm se fortalecendo no século XXI, com a ordem internacional passando por uma crise de valores, tensões comerciais e instituições supranacionais perdendo sua proeminência.¹¹⁹ **Tal ambiente de priorização dos interesses nacionais não favorece a promoção da integração energética regional, o que é ainda exacerbado na América Latina, diante das crises de confiança e reputação mencionadas anteriormente.**

Ainda, fatores conjunturais como a atual crise advinda do novo coronavírus trazem barreiras adicionais à integração. Executivos e especialistas ouvidos pelo Fórum Econômico Mundial ressaltam que o maior risco para a economia global atualmente é a recessão prolongada. Neste contexto, maior restrição ao movimento de pessoas e bens entre países é visto tanto como mais provável como preocupante para a economia global.¹²⁰

Finalmente, a partir de uma visão consolidada, observa-se que, diante das macrotendências que redesenham o futuro do setor de energia, há alto nível de incerteza sobre o papel que a integração regional pode ter. No tocante específico à América Latina, o futuro do tema tende a depender em larga escala do interesse brasileiro.

116. IEA. System integration of renewables: Decarbonising while meeting growing demand. Disponível em: <https://www.iea.org/topics/system-integration-of-renewables>

117. EPE. Panoramas e perspectivas sobre integração energética regional. 2019

118. EPE. Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030: Micro e Minigeração Distribuída & Baterias. 2020

119. WEF. Global Risks Outlook: A Preliminary Mapping and Its Implications. 2020

120. WEF. Global Risks Outlook: A Preliminary Mapping and Its Implications. 2020

Figura 24. Macrotendências e os incentivos à integração energética regional

Macrotendência	Impacto sobre o setor energético	Potencial incentivo à integração regional
Mudanças climáticas	Busca por resiliência a riscos físicos	 Integração poderia prover segurança energética e diversificação de fontes
Transição energética	Maior participação de fontes renováveis intermitentes	 Integração poderia prover flexibilidade ao sistema por meio da complementariedade
Digitalização e geração distribuída	Maior segurança e descentralização	 Valorização de projetos locais, com menor incentivo à construção de grandes projetos intercontinentais
Geopolítica em turbulência	Crescimento de tendências nacionalistas	 Ambiente de desconfiança e priorização dos interesses nacionais não incentivando a integração regional

Fonte: Análise Catavento

Vocação brasileira para liderança

O Brasil representa atualmente 43% da oferta primária de energia da América Central e do Sul (285 Mtoe), e 45% da geração de eletricidade no continente (593 TWh).¹²¹ Tendo em vista sua relevância, qualquer processo efetivo de integração regional deve contar o engajamento brasileiro.¹²² O país tem fronteira com 10 dos 12 países da América do Sul, possui boas relações comerciais e diplomáticas com a maioria dos vizinhos, instituições sólidas no setor energético e experiência na construção, planejamento e operação de sistemas energéticos de longa distância.¹²³ Ainda, o Brasil é considerado um parceiro confiável para novos projetos de integração com outros países.

Como vantagens de o Brasil exercer um papel de liderança nesse processo, pode-se elencar oportunidades econômicas de atingimento de novos mercados para a provisão de serviços, construção, produção industrial e pesquisa e desenvolvimento com outros países.¹²⁴

Por outro lado, qual seria o efetivo interesse do Brasil em promover a integração energética? O país, por meio da disponibilidade de fontes energéticas desigualmente espalhadas pelo território, já conta com benefícios de diversificação de fontes e complementariedade dentro dos limites nacionais. Ainda, as barreiras físicas que separam o Brasil de seus vizinhos, como a Floresta Amazônica e a Cordilheira dos Andes, e a grande distância entre as fronteiras e os grandes centros de consumo energético no Sudeste são barreiras adicionais que poderiam gerar um aumento expressivo nos custos de projetos de integração.¹²⁵

Nesse cenário, apesar de ser um ator chave para a efetiva integração energética na América Latina, o Brasil não parece contar com os adequados incentivos para exercer tal liderança.

121. IEA. World Energy Outlook. 2019

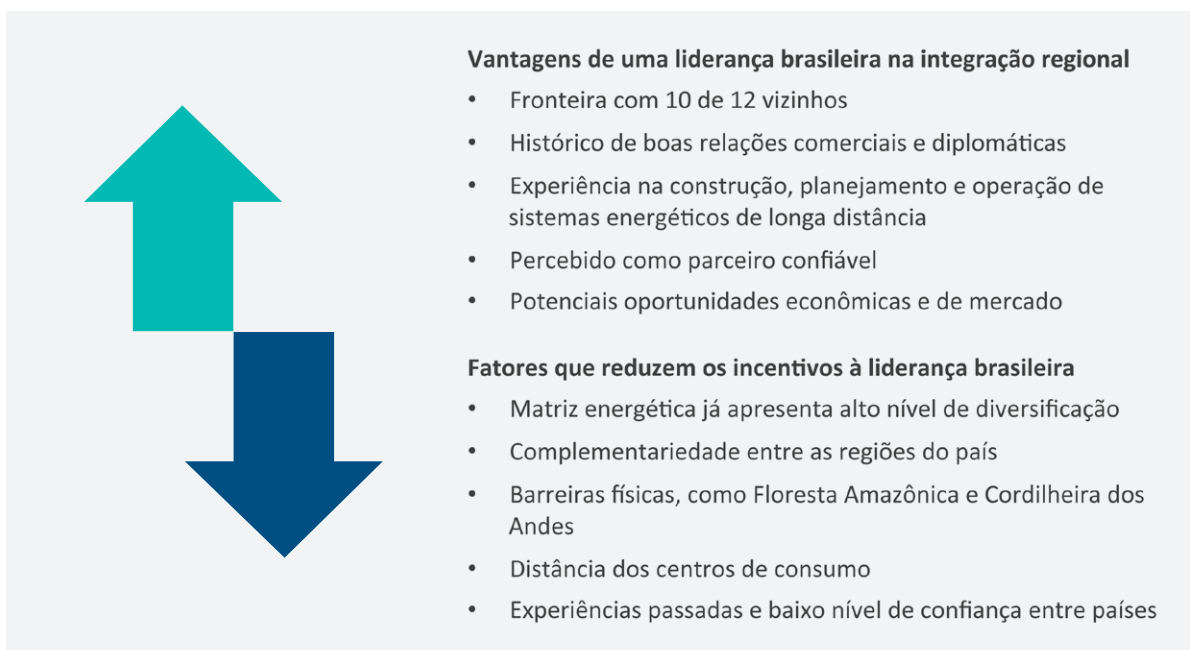
122. BARRAL, Thiago. South American Internal Electricity Market – SAIEM: Proposals and policy recommendations Perspective of the Brazilian Ministry of Mines and Energy. 2016

123. KAS, GESEL. Biato et al. Constraints and Perspectives of the Energy Integration in South America. 2017

124. BARRAL, Thiago. South American Internal Electricity Market – SAIEM: Proposals and policy recommendations Perspective of the Brazilian Ministry of Mines and Energy. 2016

125. BARRAL, Thiago. South American Internal Electricity Market – SAIEM: Proposals and policy recommendations Perspective of the Brazilian Ministry of Mines and Energy. 2016

Figura 25. Vantagens x barreiras à liderança brasileira em uma eventual maior integração energética regional



Fonte: Análise Catavento

6. Conclusão

Integração energética deve significar complementariedade e não dependência. A história dá ao continente latino-americano lições para evitar cometer os mesmos erros do passado. Na busca por reconstruir a confiança perdida e em meio a um setor energético em transição, há de se refletir sobre os reais incentivos que países têm a promover a integração. Em comparação com o cenário dos anos 80 e 90, ou mesmo dos desafios enfrentados nos anos 2000, tem-se hoje um novo mundo que se abre, e é preciso estar atento para olhar a integração regional sob a ótica do futuro da energia. Muito da lógica da integração energética na América Latina, com grandes projetos de infraestrutura, hidrelétricas, gasodutos, parece pertencer ao passado.

Nesse contexto, e após o exposto ao longo do estudo, fica evidente que as oportunidades de maior integração são marginais no setor elétrico, limitadas às regiões de fronteira, mas existentes diante dos potenciais ganhos de flexibilidade e segurança energética. Já no setor de gás natural, são certamente mais tímidas, principalmente tendo em vista a transição para uma economia de baixo carbono, a competição com as reservas nacionais e o GNL comercializado globalmente.

Uma condição necessária, embora não suficiente, seria começar por restabelecer os elos de confiança entre os países, duramente abalados por episódios intervencionistas. E, ainda a verificar, os estímulos de eficiência trazidos pela integração em um contexto energético rumo a um futuro descentralizado, descarbonizado e digital.

7. Referências bibliográficas

- ANEEL. Resolução Normativa N° 225, de 18 de Julho de 2006. 2006
- ANP. Anuário Estatístico 2020 - Produção de petróleo e gás natural, por concessionário – 2019. 2020
- ANP. Painel Dinâmico de Movimentação de Gás Natural em Gasodutos de Transporte. Disponível em: http://www.anp.gov.br/transporte-gas-natural/5953-painel-dinamico-de-movimentacao-de-gas-natural-em-gasodutos-de-transporte?utm_source=newsletters+epbr&utm_campaign=6a1121a416-transicao_COPY_01&utm_medium=email&utm_term=0_5931171aac-6a1121a416-129388925
- BANCO MUNDIAL. Data – GDP Current US\$. Disponível em: <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.CD?locations=ZJ>
- BANCO MUNDIAL. Data – Population Total. Disponível em: <https://data.worldbank.org/indicator/SP.POP.TOTL?locations=ZJ>
- BANCO MUNDIAL. Regional Integration Overview. Disponível em: <https://www.worldbank.org/en/topic/regional-integration/overview#1>
- BARRAL, Thiago. South American Internal Electricity Market – SAIEM: Proposals and policy recommendations Perspective of the Brazilian Ministry of Mines and Energy. 2016
- BLOOMBERGNEF. Solar and Wind Reach 67% of New Power Capacity Added Globally in 2019, while Fossil Fuels Slide to 25%. 2020
- BP. Statistical Review of World Energy. 2020
- COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. Histórico Precio Medio de Mercado SEN. Disponível em: <https://www.cne.cl/precio-medio-de-mercado-2/>
- COUNCIL ON FOREIGN RELATIONS. Climate Risk Impacts on the Energy System. 2019
- DECIO ODDONE, PERFIL. El futuro de los grandes gasoductos. 2009. Disponível em: <https://www.perfil.com/noticias/columnistas/el-futuro-de-los-grandes-gasoductos-20091212-0006.phtml>
- DTU Management Engineering. A Nordic Green Flexible Energy System: Barriers and Opportunities. 2018
- ELETROBRAS. Geração de Energia. Disponível em: <https://eletrobras.com/pt/Paginas/Geracao-de-Energia.aspx>
- ENTE OPERADOR REGIONAL. Flujos de potencia en tiempo real del SER. Disponível em: <https://www.enteoperador.org/flujos-regionales-en-tiempo-real/>
- EPE. Anuário Estatístico de Energia Elétrica. 2020
- EPE. Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030: Micro e Minigeração Distribuída & Baterias. 2020
- EPE. Panoramas e perspectivas sobre integração energética regional. 2019
- KAS. Integração energética regional – desafios geopolíticos e climáticos. 2015
- EPE. Plano Nacional de Energia 2050. 2020
- ESMAP. Latin America and the Caribbean Region Energy Sector – Retrospective Review and Challenges. 2009
- EY. Why national oil companies need to transform. 2019

- FGV ENERGIA. O setor elétrico brasileiro e a integração elétrica regional. 2016
- FOLHA DE SÃO PAULO. Morales invade Petrobras e nacionaliza gás. 2006
- IEA, NORDEN – NORDIC ENERGY RESEARCH. Nordic Energy Technology Perspectives 2016. 2016
- IEA. Data and statistics. Electricity generation by source: Sweden, Norway. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=SWEDEN&fuel=Electricity%20and%20heat&indicator=Electricity%20generation%20by%20source>
- IEA. Integrating power systems across borders. 2019
- IEA. System integration of renewables: Decarbonising while meeting growing demand. Disponível em: <https://www.iea.org/topics/system-integration-of-renewables>
- IEA. World Energy Outlook. 2019
- INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE – IPCC. Synthesis Report: Summary for policy makers. 2014
- ITAIPIU BINACIONAL. Nossa história. Disponível em: <https://www.itaipu.gov.br/nossahistoria>
- ITAIPIU BINACIONAL. Papel da ITAIPIU Binacional na Integração Elétrica Regional. 2017
- KAS, GESEL – CEIA, E. E RIBEIRO, W. Legal and institutional energy integration models: Comparison between European Union and Mercosur. 2017
- KAS, GESEL. Biato et al. Constraints and Perspectives of the Energy Integration in South America. 2017
- KAS, GESEL. Santos, T. e Santos, L. Energy integration in MERCOSUR: Itaipu Binacional emblematic case. 2017
- KAS. Programa Regional Segurança Energética e Mudanças Climáticas na América Latina. Disponível em: <https://www.kas.de/pt/web/energie-klima-lateinamerika>
- MCKINSEY. Will infrastructure bend or break under climate stress? 2020
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Consulta Pública Nº 96 DE 29/07/2020 - Diretrizes para exportação de energia elétrica proveniente de vertimento turbinável de usinas hidrelétricas. 2020; Nota Técnica nº 13/2019/CGDE/DMSE/SEE. 2019
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Nota Técnica Nº 6/2020/CGDE/DMSE/SEE. 2019
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Consulta Pública Nº 97 DE 29/07/2020 - Diretrizes para exportação de energia elétrica proveniente de excedentes energéticos de fontes renováveis não-hidrelétricas. 2020
- NASA. Climate Change: How Do We Know? Disponível em: <https://climate.nasa.gov/evidence/>
- NORD POOL. History. Disponível em: <https://www.nordpoolgroup.com/About-us/History/>
- NORDIC COUNCIL OF MINISTERS. Nordic Energy Cooperation - Strong today stronger tomorrow. 2017
- O GLOBO. Confirma a cronologia da nacionalização na Bolívia. 2007
- OCDE. Analysis of long-term electricity markets in a regional Market integration context – Contribution from Jose Luis Lima R. 2014
- OCDE. Latin American Economic Outlook 2019: Development in Transition. 2019
- OCDE. The distributional aspects of environmental quality and environmental policies: Opportunities for individuals and households. 2018
- OXFORD INSTITUTE ENERGY STUDIES. South American Gas and the role of LNG. 2016
- PEMEX. Petroleum statistics July 2020. Disponível em: <https://www.pemex.com/en/investors/publications/Paginas/petroleum-statistics.aspx>
- NEREM ET AL. Climate-change-driven accelerated sea-level rise detected in the altimeter era. PNAS, 2018

THE CONVERSATION. The secret to successful state-owned enterprises is how they're run. 2016

THE DIALOGUE. Natural Gas Market Outlook - how Latin America and the Caribbean can benefit from the shale boom. 2015

THE DIALOGUE. Reviving Venezuela's Oil Sector: The Role of Western Oil Majors. 2020

US DEPARTMENT OF THE INTERIOR. Three Gorges Dam: The World's Largest Hydroelectric Plant. Disponível em: https://www.usgs.gov/special-topic/water-science-school/science/three-gorges-dam-worlds-largest-hydroelectric-plant?qt-science_center_objects=0#qt-science_center_objects

VALOR ECONÔMICO. Argentina quer duto bilionário para levar gás até Porto Alegre. 2020

VALOR ECONÔMICO. Política é desafio para integração energética na América do Sul, diz Oddone. 2020

VALOR ECONÔMICO. Tarifa para excedente reabre negociação em torno de Itaipu. 2020

WEF. Global Risks Outlook: A Preliminary Mapping and Its Implications. 2020

WEF. Global Risks Report. 2018

WORLD TRADE ORGANIZATION – WTO. Regional Integration and Trade Facilitation. Disponível em: https://www.wto.org/english/res_e/publications_e/wtr11_forum_e/wtr11_7jun11_e.htm

Sobre o CEBRI



O Centro Brasileiro de Relações Internacionais (CEBRI) é um *think tank* independente, que contribui para a construção da agenda internacional do Brasil. Há mais de vinte anos, a instituição se dedica à promoção do debate plural e propositivo sobre o cenário internacional e a política externa brasileira.

O CEBRI prioriza em seus trabalhos temáticas de maior potencial para alavancar a inserção internacional do país à economia global, propondo soluções pragmáticas na formulação de políticas públicas.

É uma instituição sem fins lucrativos, com sede no Rio de Janeiro e reconhecida internacionalmente. Hoje, reúne cerca de 100 associados, que representam múltiplos interesses e segmentos econômicos e mobiliza uma rede de profissionais e organizações no mundo todo. Além disso, conta com um Conselho Curador atuante e formado por figuras proeminentes na sociedade brasileira.

PENSAR
DIALOGAR
DISSEMINAR
INFLUENCIAR

#2 Think tank da América do Sul e Central

University of Pennsylvania's Think Tanks and Civil Societies Program 2019 Global Go To Think Tank Index Report

Diretoria e Conselhos

Presidente
José Pio Borges

Presidente de Honra
Fernando Henrique Cardoso

Vice-Presidentes
Jorge Marques de Toledo Camargo
José Alfredo Graça Lima
Tomas Zinner

Vice-Presidentes Eméritos
Daniel Klabin
José Botafogo Gonçalves
Luiz Augusto de Castro Neves
Rafael Benke

Conselheiros Eméritos
Celso Lafer
Luiz Felipe de Seixas Corrêa
Luiz Fernando Furlan
Marcos Azambuja
Pedro Malan
Roberto Teixeira da Costa
Rubens Ricupero

Diretora-Presidente
Julia Dias Leite

Conselho Curador

André Clark
Anna Jaguaribe
Armando Mariante
Armínio Fraga
Carlos Mariani Bittencourt
Claudio Frischtak
Demétrio Magnoli
Edmar Bacha
Gelson Fonseca Jr.
Henrique Rzezinski
Ilona Szabó
Joaquim Falcão
José Aldo Rebelo
José Luiz Alquéres
Luiz Ildefonso Simões Lopes
Marcelo de Paiva Abreu
Marcos Galvão
Maria do Carmo (Kati) Nabuco de Almeida Braga
Paulo Hartung
Renato Galvão Flôres Jr.
Roberto Abdenur
Roberto Jaguaribe
Ronaldo Veirano
Sergio Amaral
Vitor Hallack
Winston Fritsch

Conselho Consultivo
Internacional

Albert Fishlow
Alfredo Valladão
André Corrêa do Lago
Andrew Hurrell
Antonio Patriota
Felix Peña
Flávio Damico
Jackson Schneider
Julia Sweig
Kenneth Maxwell
Leslie Bethell
Marcos Caramuru
Marcos Jank
Monica de Bolle
Sebastião Salgado

Senior Fellows

Adriano Proença
Ana Célia Castro
Ana Paula Tostes
André Soares
Benoni Belli
Carlos Milani
Clarissa Lins
Daniela Lerda
Denise Nogueira Gregory
Diego Bonomo
Evangelina Seiler
Fabrizio Sardelli Panzini
Fernanda Guardado
Fernanda Magnotta
Hussein Kalout
Izabella Teixeira
Larissa Wachholz
Leandro Rothmuller
Lia Valls Pereira
Mário Ripper
Matias Spektor
Miguel Correa do Lago
Monica Herz
Patrícia Campos Mello
Paulo Sergio Melo de Carvalho
Pedro da Motta Veiga
Philip Yang
Ricardo Sennes
Rogerio Studart
Sandra Rios
Tatiana Rosito
Vera Thorstensen
Victor do Prado

Associados

Abiquim	Dannemann, Siemsen, Bigler & Ipanema Moreira	Light
Aegea	Dynamo	Mattos Filho Advogados
Aeróleo Táxi Aéreo	EDP	Museu do Amanhã
BAMIN	Eletronbras	Michelin
Banco Bocom BBM	Embaixada da China no Brasil	Neoenergia
BASF	ENEVA	Oktri Empreendimentos
BMA Advogados	ENGIE Brasil	Paper Excellence
BDMG	Equinor	Petrobras
BNDES	ExxonMobil	Pinheiro Neto Advogados
BRF	FCC S.A.	Prumo Logística
Brookfield Brasil	Grupo Lorentzen	Repsol Sinopec
Bunker One	Grupo Ultra	Sanofi
Captalys Investimentos	Huawei	Santander
CCCC/Concremat	IBÁ	Shell
Comerc Energia	IBRAM	Siemens Energy
Consulado Geral dos Países Baixos no Rio de Janeiro	Icatu Seguros	Souza Cruz
Consulado Geral da Irlanda em São Paulo	InvestHK	SPIC Brasil
Consulado Geral do México no Rio de Janeiro	Ipanema Investimentos	State Grid
Consulado Geral da Noruega no Rio de Janeiro	Itaú Unibanco	Tecnoil
CTG Brasil	JETRO	Total E&P do Brasil
	Klabin	Vale
	Lazard	Veirano Advogados
		Vinci Partners

Equipe CEBRI

Diretora-Presidente
Julia Dias Leite

Diretora Relações
Institucionais e Comunicação
Carla Duarte

Diretora de Projetos
Luciana Gama Muniz

PROJETOS

Gerente de Projetos
Lara Azevedo

Consultoras
Cintia Hoskinson
Marianna Albuquerque

Estagiários
Gustavo Berlie
Larissa Vejarano

RELACIONAMENTO INSTITUCIONAL E EVENTOS

Gerente de Relações
Institucionais e Eventos
Barbara Brant

Consultores
Caio Vidal
Nana Villa Verde

Estagiário
Lucas Bilheiro

COMUNICAÇÃO

Consultora
Gabriella Cavalcanti

Estagiário
Henrique Kress

ADMINISTRATIVO E FINANCEIRO

Coordenadora
Administrativa-Financeira
Fernanda Sancier

Assistente
Kelly C. Lima



Centro Brasileiro de Relações Internacionais

Rua Marquês de São Vicente, 336 Gávea
Rio de Janeiro - RJ - Brasil
22451-044

Tel: +55 (21) 2206-4400

cebri@cebri.org.br

www.cebri.org



Konrad-Adenauer-Stiftung e.V. (KAS)

Klingelhöferstraße 23
10785 Berlin
Germany

Tel.: +49 30 26996-0

Fax: +49 30 26996-3217

zentrale@kas.de

www.kas.de