

74
EDICIÓN

NOVIEMBRE 2017

REVISTA CIER

Sin fronteras para la energía

Edición especial dedicada a la

INTEGRACIÓN ENERGÉTICA



Redacción y Administración en Secretaría Ejecutiva de la CIER:

Blvr Artigas 1040 Montevideo, Uruguay

Tel: (+598) 27090611* / **Fax:** (+598) 27083193

Correo Electrónico: secier@cier.org

Consejo Editor:

Claudio Bulacio, Juan José Carrasco, Jessica Kaufman, Marisol Arias, Dimas Carranza y Alberto Pérez Morón.

Foto de portada: Yacyretá, Entidad Binacional entre Argentina y Paraguay, Gentileza EBY Argentina - CACIER

Web: www.cier.org



***Queda autorizada la reproducción total o parcial haciéndose mención de la fuente.**

Arco Norte – Um projeto de integração elétrica

Autores

BID - Banco Interamericano de Desenvolvimento
Eletrobras - Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

Resumo

O presente trabalho apresenta a avaliação do potencial de interconexão elétrica no extremo norte da América do Sul, na região composta pelos países da Guiana, Suriname, Brasil e Guiana Francesa, este último referente a um departamento ultramarino da França.

A metodologia adotada avaliou o custo-benefício da interligação a partir das receitas obtidas segundo de um contrato firme de exportação para o Brasil, dos custos de capital, e dos custos de operação de novos sistemas de geração e transmissão, segundo dois cenários: um interligado e outro isolado. Na primeira etapa foi desenvolvida a coleta e avaliação dos dados existentes e a identificação de possíveis alternativas de interconexão, sendo avaliadas na segunda etapa as alternativas mais atraentes do ponto de vista social, econômico, financeiro e ambiental.

Os resultados obtidos demonstraram viabilidade em todas as cinco alternativas avaliadas, sendo a melhor alternativa aquela que prevê uma capacidade de exportação para o Brasil em até três GW, além de apresentar os custos associados aos projetos de geração e de transmissão necessários ao desenvolvimento do projeto Arco Norte.

Finalmente, o trabalho apresenta os principais benefícios e limitações verificadas, e propõe diversas ações prévias para a implantação do projeto, como no caso da celebração de tratados e da busca da harmonização regulatória entre os países envolvidos.

Introdução

O Projeto Arco Norte é uma proposta estruturante de implantação de um sistema de transmissão de energia elétrica, cuja finalidade é estabelecer um arco elétrico que permita a interligação entre os países do extremo norte da América do Sul ao Brasil. Esse sistema terá como pontos extremos as cidades brasileiras de Boa Vista (RR) e Macapá (AP), com pontos de conexão nos territórios vizinhos da Guiana, Suriname e Guiana Francesa.

Metodologia Adotada

Os estudos desse projeto surgem em 2013, a partir de uma parceria entre: *Guyana Energy Agency* – GEA; *N.V.Energiebedrijven Suriname* – EBS; *Electricité de France S.A* – EDF; Eletrobras; Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID e *Agence Française de Développement* – AFD. A partir dessa parceria, o BID coordenou e financiou a contratação de um consórcio de empresas composto pelos grupos: CESI, de origem Italiana, PSR, do Brasil, e Mercados Energéticos, da Argentina.

A realização dos estudos foi dividida em duas etapas, sendo: o **Estudo base**, ou Componente I, concluído em 2015, que identificou alternativas de interconexão; e o **Estudo de pré-viabilidade**, ou Componente II, concluído em novembro de 2016, que examinou as alternativas mais atraentes do ponto de vista social, econômico, financeiro e ambiental visando possíveis intercâmbios, com ênfase no fornecimento de energia ao Brasil.

Componente I

Inicialmente, foram feitas coletas de dados relativas aos sistemas elétricos dos países envolvidos, incluindo análises da demanda atual e crescimento esperado para os próximos 15 anos; fontes alternativas de energia para suprir essa demanda, e uma reavaliação dos estudos existentes, a partir do que foi proposto um plano regional de expansão. Esse plano descreveu os possíveis empreendimentos de geração sem restrições a tipo de fonte primária, e reforçando o fato da complementaridade hidrológica entre regiões, visando a obtenção de baixos custos de geração com reduzido impacto ambiental e maior acesso à eletricidade na região do Arco Norte.

Em relação ao potencial hidrelétrico foi estimada para a região uma capacidade de cerca de 10 GW, com destaque para os rios Mazaruni, Potaro, Cuyuni e Essequibo, na Guiana (8,5 GW), e ainda os rios internacionais como: Corantijn (Guiana e Suriname), Maroni (Suriname e Guiana Francesa) e Oyapock (Guiana Francesa e Amapá).

Os programas de expansão da geração foram selecionados de acordo com mínimo custo de expansão para suprir a demanda futura de energia, sendo considerados dados referentes à demanda de energia prevista para o período de 2015 a 2028.

Na transmissão de energia foram propostas diferentes alternativas, levando-se em conta: as características da região; o desenvolvimento histórico e futuro dos países; as perspectivas e planos de expansão de geração; possíveis opções de fornecimento de energia, e o potencial de exportação para o Brasil.

Os trajetos das linhas de transmissão foram definidos levando em consideração os aspectos ambientais e sociais, bem como o aproveitamento da infraestrutura rodoviária existente, evitando trajetos em áreas protegidas, a supressão de vegetação, e acessos às áreas indígenas, uma vez que a região é coberta por uma floresta densa e povoada de comunidades tradicionais. Entretanto, os impactos podem ser significativos, principalmente devido à consideração de corredores de 20 km de largura, isto é, a faixa de servidão contempla 10 km para cada lado das linhas.

Uma das limitações identificadas diz respeito aos projetos considerados nos programas de expansão, concluídos nas décadas de 1970 e 1980, que não consideram os padrões ambientais e sociais modernos. Apresentam grandes reservatórios e podem causar impactos inaceitáveis nos ecossistemas terrestres e

aquáticos, afetando terras indígenas e deslocando comunidades locais. Para identificar os principais fatores de impacto, também foi adotado nesta fase preliminar o banco de dados de modelagem de altitude digital (SRTM) da Google Earth ou da NASA, e dados de altimetria disponíveis.

Nesta fase foram estimados valores preliminares de benefícios brutos para diferentes cenários, isolado e interligado, envolvendo cinco diferentes alternativas de exportação de energia para o Brasil.

Componente II

Nesta fase, relativa aos Estudos de Pré-Viabilidade, foram avaliadas as melhores alternativas de interconexão, além de revisões e atualização dos dados do estudo.

Nos impactos sociais verifica-se que apenas o Brasil ratificou a Convenção sobre os povos indígenas e tribais da Organização Internacional do Trabalho, demarcadas sob suas leis. A Guiana Francesa reconheceu áreas de direitos de uso especial (Zones de Droits d'Usage) para a população ameríndia e maroon e, na Guiana, o Ato Ameríndio de 2006 habilita legalmente essas comunidades a gerenciar e conservar suas terras. Entretanto, no Suriname não existe legislação sobre populações indígenas, e as áreas de ocupação tradicionais não são oficialmente reconhecidas. (RAISG 2012).

A metodologia adotada avaliou o custo-benefício da interligação a partir das receitas de exportação para o Brasil; dos custos de capital, e dos custos de operação dos novos sistemas de geração e transmissão, para os cenários: interligado e isolado. Por razões de simplicidade a metodologia não incluiu: (i) externalidades com o impacto do projeto de interconexão na economia (por exemplo, fiscal e balança comercial, ou investimentos estrangeiros diretos); e (ii) o custo benefício de todos

os impactos sociais e ambientais. No entanto, alguns dos impactos ambientais e sociais foram avaliados calculando a redução estimada de CO₂ para cada país.

Para a avaliação dos benefícios das receitas provenientes das exportações de eletricidade para o Brasil foi adotado como base um contrato firme para exportação ao custo de US\$ 56/MWh, que é o custo marginal de longo prazo no sistema brasileiro. Essa estimativa vem da previsão oficial do mercado da EPE, cotado em R\$ 139/MWh (câmbio 2014).

Finalmente, são feitas comparações entre o Valor Presente Líquido (VPL) das simulações efetuadas para diferentes cenários de integração para levantamento dos benefícios associados. O primeiro cenário considera os sistemas totalmente isolados, e o segundo tem como base a interligação completa entre os países, isto é, com a implantação do projeto Arco Norte.

Desenvolvimento dos Estudos

No caso das plantas hidrelétricas, foi realizada avaliação ambiental baseada no critério utilizado pelas Nações Unidas (ACM0002) onde, do ponto de vista ambiental, valores da relação capacidade instalada por área alagada, menores que um MW/km², não justificam a sua construção e não são considerados na lista de candidatos à simulação.

Os benefícios de interconexão foram avaliados segundo a comparação de dois cenários: o primeiro com duas alternativas de expansão mediante sistemas totalmente isolados, e o segundo com cinco diferentes alternativas baseadas em um sistema totalmente interconectado, e considerando diferentes perfis de exportação de energia para o Brasil. A **Figura 1**, a seguir, identifica os cenários e suas respectivas alternativas.

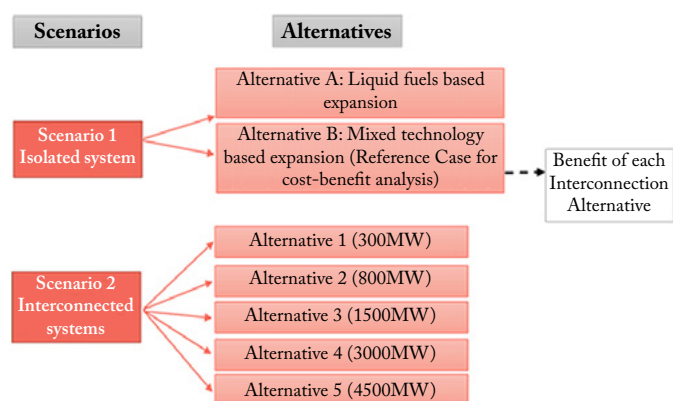


Figura 1. Cenários da Expansão da Geração.

Quanto ao valor do impacto ambiental de cada uma das alternativas, foi considerada uma combinação de vários fatores para os projetos candidatos, tais como: Densidade de potência (MW/km²); área de superfície do reservatório; biomassa alagada; extensão do rio represado; estratificação do reservatório; estradas de acesso através de florestas; população e habitats naturais afetados.

As análises de sensibilidade também consideraram cenários de expansão de geração alternativa com hidrelétricas de reservatórios menores, com reduzidos valores de capacidade firme, representando maiores valores de densidade de potência (MW por km²).

Resultados Obtidos

Com base nas simulações efetuadas, durante a primeira fase dos estudos, foram identificados custos preliminares para os sistemas de geração mais eficientes e de menores custos, além das receitas associadas ao aumento das exportações de eletricidade, embora neste primeiro momento não tenham sido considerados os custos de transmissão associados aos empreendimentos que possibilitaram uma primeira avaliação dos benefícios referentes a cada uma das alternativas previstas, conforme **Tabela 1**, a seguir:

Alternativa	VPL em 2014 (US\$ milhões)					
	Custos capital	Custos operação	Total	Economia comparado Cenário B	"Receitas Exportação de Energia"	"Benefício bruto da Geração"
B (Isolado)	428	1.380	1.808	0	0	-
1 (300 MW)	551	1.254	1.805	3	304	307
2 (800 MW)	1.003	1.217	2.220	-412	810	398
3 (1.500 MW)	1.244	1.209	2.453	-645	1.257	612
4 (3.000 MW)	1.563	1.217	2.780	-972	1.765	793
5 (4.500 MW)	1.897	1.306	3.203	-1.395	2.084	689

Tabela 1. Resultados da Avaliação das Alternativas.

Nas simulações do sistema de transmissão, conforme **Tabela 2** a seguir, foram considerados diferentes níveis de tensão ao longo dos trechos previstos (230 ou 500 kV) que deverão ser implementados em circuitos simples ou duplos, dependendo do trecho considerado. Devese observar que a Guiana Francesa é o único que país que opera com frequência de 50 Hz, sendo que os demais operam com frequência em 60Hz.

Alternativa	VPL em 2014 (US\$ milhões)			
	Custos			
	Capital	Operação e Manutenção	Perdas	Total
1(300 MW)	180	30	30	240
2(800 MW)	188	32	39	259
3(1500MW)	191	32	67	290
4(3000 MW)	211	36	85	331
5(4500 MW)	236	37	104	377

Tabela 2. Custo de Transmissão para cada Alternativa.

Para complementar os dados necessários à obtenção das melhores alternativas foi executada outra simulação, permitindo uma avaliação do impacto ambiental associado a cada alternativa, também a partir de uma relação benefício-custo, conforme **Tabela 3**, a seguir:

Alternativa	VPL em 2014 (US\$ milhões)			Índice, Ranking e Indicador		
	Benefício Bruto da geração	Custos da Transmissão	Benefício Líquido	Índice Benefício Bruto/Custos	Ranking	Indicador Impacto Ambiental (por MW)
1(300 MW)	307	240	67	1,28	5	2,12
2(800 MW)	398	259	139	1,54	4	1,04
3(1500MW)	612	290	322	2,11	2	0,74
4(3000 MW)	793	332	461	2,39	1	1,05
5(4500 MW)	689	377	312	1,83	3	1,08

Tabela 3. Relação Benefício-Custo e Impactos Socioambientais.

País	Planta	Tipo	Capac. (MW)	Data de Conclusão	Investimento (US\$ Milhões)
Guiana	Amaila	HYDRO	165	2020	561
Suriname	SR_TGNL100-2	LNG	100	2023	60
Suriname	Tapajai / Afobaka	HYDRO	120	2023	319
Guiana	UpMazaruni 1St	HYDRO	960	2025	1.941
Guiana	UpMazaruni 2nd	HYDRO	960	2025	1.787
Guiana	Turtruba	HYDRO	1.100	2031	2.149
Guiana	Kaïeteur	HYDRO	540	2031	1.234
Guiana	Manarowa	HYDRO	346	2032	768
TOTAL			4.291		8.819

Tabela 4. Custo dos Projetos de Geração.

Embora as simulações efetuadas tenham identificado viabilidade econômica em todas as alternativas avaliadas, verificou-se que as alternativas 3 e 4, correspondentes aos valores de exportação de 1.500 MW e 3.000 MW, respectivamente, são mais atrativas economicamente, socialmente e ambientalmente. No entanto, para ambas alternativas, os impactos ambientais e sociais podem ser maiores, caso não haja uma revisão dos projetos das usinas hidrelétricas.

Nesta segunda etapa, a partir da reavaliação dos dados inicialmente coletados e da seleção das alternativas mais atraentes, foram feitas novas simulações e ava-

liados os principais índices referentes aos custos de implantação dos sistemas de transmissão.

Como entre os resultados apresentados verificou-se que as alternativas 3 e 4 são as mais atrativas economicamente, foi acordado que a interconexão do Brasil com a região das Guianas ocorrerá em 2 estágios: no primeiro com uma exportação de até 1.500 MW (previsto para 2026) e no segundo estágio, a partir de 2032, a capacidade de exportação máxima será de 3.000 MW. Neste segundo estágio a capacidade instalada prevista chega a 4.291 MW, a um custo estimado em US\$ 8.819 milhões, conforme identificado na **Tabela 4**.

O custo das novas linhas de transmissão e subestações foi estimado em US\$ 738 milhões, sendo US\$ 532 milhões para as linhas de transmissão e US\$ 206 milhões para as subestações, conforme Tabelas 5 e 6, a seguir:

Projeto	País	Distância (km)	Voltagem kV	Data Conclusão	Investimento (MU\$)
SECC 1 - Garden of Eden	GU	161	230	2024	45,1
Garden of Eden/ Menckendam	GU-SR	431	230	2026	112,6
Boa Vista- SECC001	BR-GU	395	500	2026	226,4
Menckendam- Balata	SR-FG	362	230	2026	59,3
Balata-Ferreira Gomes	FG-BR	554	230	2032	88,6
TOTAL	-	1.903	-	-	532

Tabela 5. Custo das Linhas de Transmissão.

Subestação	Local	Voltagem kV	Ano de Conclusão	Investimento (US\$ Milhões)
Garden of Eden	Guiana	230	2020	33,3
SECC1	Guiana	230/500	2020/2025	21,0
Menckendam	Suriname	230	2025	38,1
Boa Vista	Roraima	500	2025	16,4
Balata	Guiana Francesa	230	2025	82,0
Skeldon	Guiana	230	2025	6,9
S.L.Maroni	Guiana Francesa	230	2025	2,0
Saint Georges	Guiana Francesa	230	2031	2,0
Ferreira Gomes	Amapá	230	2031	2,0
Calçoene	Amapá	230	2031	2,0
TOTAL				205,7

Tabela 6. Custo das Subestações.

O BID ainda prevê a realização de um Roadmap para a implantação de toda a infraestrutura associada ao projeto Arco Norte, conforme Figura 2, a seguir:

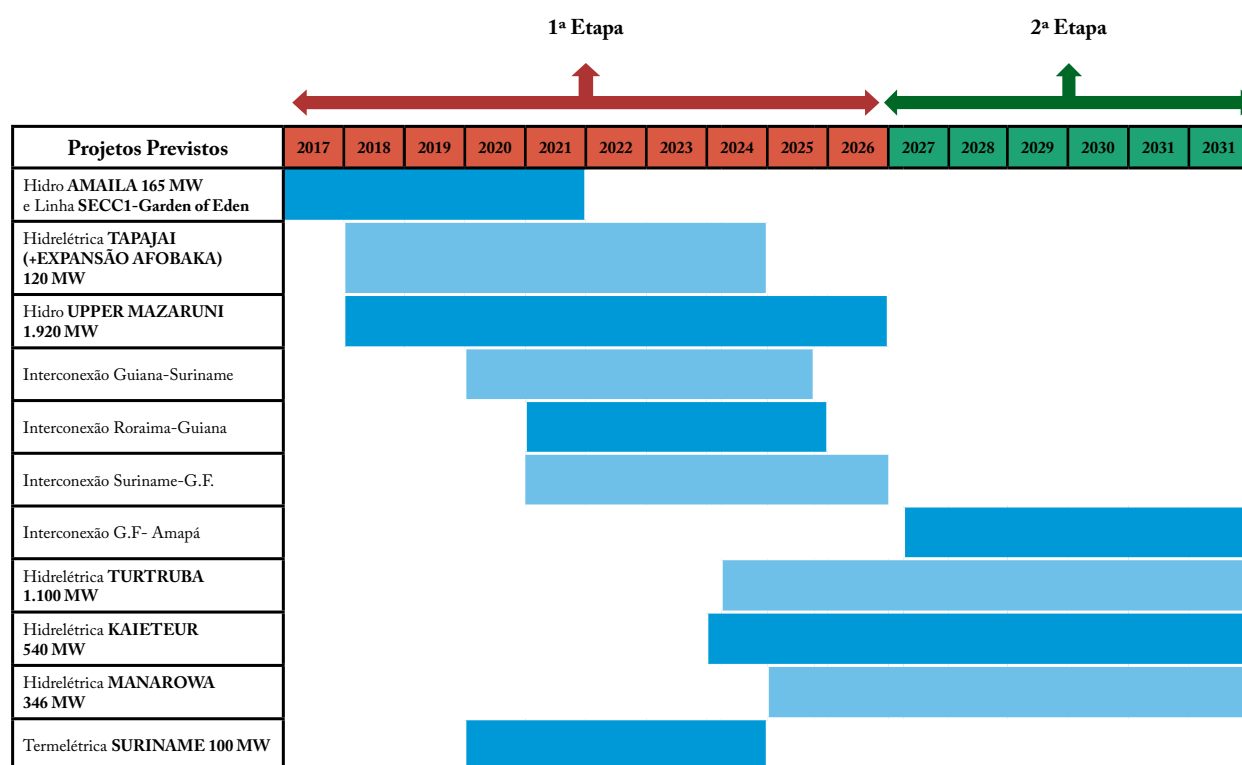


Figura 2. Roadmap para os Projetos da Interconexão do Arco Norte.

Alternativa	VPL em 2014 (US\$ Milhões)						
	Custos Geração (CAPEX + OPEX)	Economia Comparado com o Cenário Isolado	Receita Exportação de energia	Benefícios geração antes transmissão	Custos Transmissão (CAPEX + OPEX)	Benefício Líquido	Relação Benefícios Custos
Isolado	2.610	-	-	-	-	-	-
1.500 MW	3.281	-671	1.615	944	278	666	3,4
3.000 MW	3.957	-1.347	2.357	1.009	286	723	3,5

Tabela 7. Sumário dos Resultados Econômicos do Sistema Interconectado

Ao deduzir esses valores do Benefício Bruto da Geração, a análise indica que a interconexão traria benefícios líquidos de US\$ 666 milhões e US\$ 723 milhões para as alternativas avaliadas, conforme **Tabela 7**.

Obtém-se com os projetos de geração uma taxa interna de retorno entre 13% e 19%, dependendo da relação debt/equity, sendo que a taxa interna de retorno para projetos de transmissão varia entre 13% e 18%.

Com a Interconexão do Arco Norte é também prevista uma redução das emissões de dióxido de carbono, uma vez que as usinas hidrelétricas substituiriam a geração baseada no petróleo. No período 2021-2024, a redução das emissões na Guiana Francesa e no Suriname supera 50%, e na Guiana fica acima dos 80%. Após 2026, essas reduções aumentam com comercialização de energia entre esses países e, numa comparação entre os cenários interconectado e isolado, chega-se a valores superiores a 90%, 97% e 76% para Guiana Francesa, Guiana e Suriname, respectivamente, considerando os primeiros anos de operação.

Conclusões

Entre os principais benefícios da interligação proposta foram identificados:

- Menor custo de geração na Guiana, Guiana Francesa e Suriname, exploração mais eficiente dos recursos de geração a nível regional e atendimento a demanda através da interligação.
- Redução dos preços da energia para consumidores na Guiana e Suriname, devido ao baixo custo da geração e maior concorrência no mercado regional.
- Maior segurança no suprimento de energia, principalmente devido à complementaridade hidrológica entre as regiões.
- Redução das emissões de CO₂, deslocando gradualmente o uso de combustíveis fósseis.
- Ganhos significativos para a Guiana mediante a exportação do excesso de energia para o Brasil.

Verifica-se a necessidade da realização de novos estudos de inventário nas bacias hidrográficas desses países, e uma revisão mais detalhada dos estudos e projetos candidatos, considerando:

- A realização de consultas públicas visando clareza e agilidade nos processos de design e licenciamento.
- A avaliação do uso de novas tecnologias, como as turbinas hidrelétricas de bulbo, visando reduzir a extensão de áreas inundadas.

- Atendimento às necessidades regionais, em vez de considerar apenas necessidades domésticas, com sinergias entre padrões hidrológicos e produção de energia.
- Evitar projetos com maior impacto negativo, dando preferência àqueles com menor vulnerabilidade.
- Minimização de impactos, a partir de melhores projetos e da operação otimizada de reservatórios.
- Compensar possíveis impactos investindo em proteção e gerenciamento dos rios da região.
- Elaboração do Termo de Referência para dar início ao processo de contratação dos estudos de inventário de duas bacias hidrográficas, na Guiana e no Suriname.
- Retomada e atualização de modo mais detalhado de estudos antigos de possíveis interconexões, apoiados pelos resultados dos Estudos do Arco Norte. Serão explorados, no curto prazo, aspectos institucionais, regulatórios, técnicos, econômicos e ambientais. A intenção é associar o atendimento a determinadas necessidades energéticas identificadas na região, àquelas ações previstas para serem desenvolvidas no médio prazo, que estejam alinhadas com os objetivos/ resultados do projeto Arco Norte.

Estudos de sensibilidade com exportação de energia que variam de acordo com as estações demonstraram a importância de reservatórios no fornecimento de energia firme, e também a inviabilidade do projeto no caso de considerar apenas usinas a fio d'água.

Uma das opções consideradas para o caso do sistema de transmissão sobre as áreas florestadas é o uso de torres autoportantes com linhas que passam acima da copa das árvores, que além de reduzir os impactos associados à remoção de vegetação, também reduz a possibilidade de conflitos de uso das terras.

Mesmo com a verificação da viabilidade do projeto do ponto de vista Técnico, Econômico e Financeiro, haverá a necessidade de reformas institucionais e regulatórias, bem como a revisão e atualização dos inventários de bacias da Guiana e Suriname.

Quanto à continuidade do Projeto Arco Norte, verifica-se a necessidade de um conjunto de ações abrangendo:

- Elaboração de instrumento formal entre países envolvidos demonstrando o comprometimento com a continuidade do Projeto Arco Norte.

Considerando os investimentos necessários para o desenvolvimento do projeto Arco Norte, conforme apresentados nas **Tabelas 4, 5 e 6**, verifica-se a necessidade de atrair financiamentos, e a existência de retornos sólidos de investimento ao público (incluindo governos e instituições financeiras de desenvolvimento) ou a entidades privadas. No geral, foi constatado que os investimentos necessários para a interconexão são viáveis financeiramente.

As disposições institucionais, regulatórias, técnicas e comerciais são necessárias para gerenciar o comércio de energia entre os países envolvidos, que deverão: (i) assegurar a compatibilidade técnica necessária; (ii) estabelecer as regras para a fixação de preços para o comércio de energia; e (iii) estabelecer um quadro para a resolução de disputas.

Finalmente, para o desenvolvimento da integração regional idealizada, os governos envolvidos deverão buscar uma harmonização institucional e regulatória, servindo de base para o comércio da energia entre os países envolvidos. Projetos semelhantes demons-

tram que o desenvolvimento dessas atividades leva muito tempo e exige grandes esforços, mas também apresentam grande probabilidade de sucesso quando não dependem de grandes reformas a nível nacional, e quando existe a busca do estabelecimento de bases comuns para as negociações.

Referências

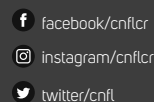
- IDB, PSR, CESI, Mercados Energéticos Consultores, July 2016, Arco Norte Electrical Interconnection Study - Component I – Baseline Study
- IDB, PSR, CESI, Mercados Energéticos Consultores, September 2017, Arco Norte Electrical Interconnection Study - Component II – Prefeasibility Study
- RAISG 2012, Rede Amazônica de Informação Socioambiental Georreferenciada, Disponível em: <https://www.amazoniasocioambiental.org/mapas/>
- SRTM, Shuttle Radar Topography Mission, Disponível em: <https://www2.jpl.nasa.gov/srtm/>
- ACM0002 2014, Large-scale Consolidated Methodology for Clean Development Mechanism, UNFCCC, Disponível em: <https://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/8W400U6E7LFHHYH2C4JR1RJWWO4PVN>



Medición precisa y confiable de la energía

- ▶ Centro especializado en el **ajuste, mantenimiento, calibración y verificación** de medidores, mesas y patrones de energía y potencia eléctrica.
- ▶ Capacidad de Medición y Calibración (CMC) de 0,012% en energía y potencia eléctrica.
- ▶ Pruebas de medidores monofásicos con una exactitud de 0.2%, 0.5% y 2%; de medidores trifásicos de 0.2% en mesas y patrones de calibración de exactitud 0.02% y 0.05%.
- ▶ **Normas ANSI** C12.1:2015 y C12.20:2010; y norma IRAM 2414:2000.

Contáctenos y con gusto le brindaremos mayor información acerca de los servicios que ofrecemos ▶▶▶



(506) 2295-1558

lasimee@cnfl.go.cr

San José, Costa Rica

www.cnfl.go.cr