

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**INTEGRAÇÃO ELÉTRICA DA AMÉRICA DO SUL:
O DESAFIO BRASILEIRO**

IVAN GONTIJO AKERMAN
matrícula nº: 112202813

ORIENTADOR: Prof. Nivalde José de Castro

FEVEREIRO 2017

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**INTEGRAÇÃO ELÉTRICA DA AMÉRICA DO SUL:
O DESAFIO BRASILEIRO**

IVAN GONTIJO AKERMAN
matrícula nº: 112202813

ORIENTADOR: Prof. Nivalde José de Castro

JANEIRO 2017

As opiniões expressas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade do autor.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer ao povo brasileiro por financiar meus estudos durante a graduação. Sou muito grato pelo privilégio que tive de me formar em um curso de economia plural na maior Universidade Federal do Brasil. Lutarei todos os dias da minha prática profissional para que outros jovens tenham essa oportunidade. A igualdade de oportunidades educacionais é o caminho para um Brasil mais justo. Aproveito para agradecer ao Ensina Brasil, minha casa nos próximos dois anos, por me mostrar os caminhos para cumprir parte dessa missão.

Também gostaria de agradecer aos membros da banca. Ao professor Nivalde pela oportunidade de trabalhar no GESEL. Ao Rubens, por despertar meu interesse pelo tema, pela leitura atenta dos capítulos e pela compreensão nos momentos mais difíceis. Ao Guilherme por me apresentar o fascinante mundo do setor elétrico em uma disciplina eletiva. Aproveito para agradecer minhas outras “casas de pesquisa” durante a graduação. À REDESIST em nome do Marcelo e do Israel. Ao Observatório de Estudos sobre o Rio de Janeiro em nome do Mauro, Henrique e Léo. Aos professores Beatriz, Cadu e Margarida pelas oportunidades como monitor.

Fazer faculdade longe de casa foi um grande desafio que só foi possível concretizar pela constituição de uma nova “família” carioca. Um agradecimento especial aos “Moradeiros”: Fi, Rafa, Farina, Decão, MauMau e Thainá. Aos outros grandes amigos que fiz nessa caminhada: Guga, MCO, Binha, Gabi e Paulinha um beijo especial no coração. Sentirei muita saudade desses tempos. Espero todos vocês em Cuiabá. Aproveito para agradecer aqueles que tornaram meus dias na PV mais alegres: André, Guilherme, Naná e Romarinho. Também agradeço à Anna Lúcia pelo apoio nos momentos mais difíceis. Não poderia deixar de agradecer a minha “família” do outro lado da ponte aérea que carrego no peito em qualquer lugar do mundo que esteja: Ferraz, Cacá, Turco, Juan, Dadá e Alemão.

Como gosto de deixar o melhor para o final, agradeço aos tios (as) e primos (as) de BH e às pessoas que mais amo nesse mundo: meu pai, minha mãe e minha irmã. Meu pai por ser minha maior referência, de quem herdei o bom humor e a vontade de trabalhar por um mundo mais justo. Minha mãe pelo amor incondicional e por viabilizar meus maiores sonhos. A minha irmã pelas conversas, sorrisos e doces que aquecem meu coração. Dedico essa conquista a vocês. Obrigado por alimentarem meus sonhos e sempre acreditarem em mim. Meu amor por vocês não cabe no meu peito, não sei como expressar tudo o que sinto de mais bonito por vocês nessa página.

RESUMO

A energia elétrica é um insumo fundamental para o processo de desenvolvimento socioeconômico. Existe uma relação mútua entre energia e crescimento econômico. A América do Sul enfrenta grandes desafios nesse cenário, pois é uma região em desenvolvimento e com milhões de habitantes sem acesso ao serviço de energia elétrica. A integração elétrica é um processo muito importante para o desenvolvimento do setor elétrico da América do Sul, pois apresenta uma série de vantagens, tais como aumento da segurança energética, redução de custos e viabilidade de grandes projetos. Dessa forma, o objetivo desse trabalho é compreender o processo de integração elétrica na América do Sul em suas múltiplas dimensões, com ênfase na forma como esse processo pode significar um vetor de expansão do setor elétrico brasileiro. O setor elétrico brasileiro enfrenta o desafio da complementaridade no futuro, de modo que a integração é uma das maneiras de solucionar essa questão. Conclui-se que existem diversas possibilidades para o Brasil promover a integração elétrica, sendo que a construção de usinas hidrelétricas em rios fronteiriços é a possibilidade mais factível no curto-prazo. Outra opção é a construção de usinas hidrelétricas em outros países com exportação de energia elétrica para o Brasil. Esse modelo é viável, mas encontra resistências internas dentro dos países, como mostra o recente caso com o Peru. O processo de integração elétrica é lento e complexo, na medida que são necessárias negociações políticas e diplomáticas de alto escalão que culminem em Tratados Internacionais.

Palavras-chave: Integração Elétrica, Integração Física da América do Sul, Setor Elétrico Brasileiro e Hidrelétricas

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO.....	8
CAPÍTULO 1 – A INTEGRAÇÃO ELÉTRICA NO ÂMBITO DA INTEGRAÇÃO ECONÔMICA REGIONAL.....	11
1.1 - Integração Econômica Regional: Definição e Interpretações	11
1.2 - Integração Econômica da América do Sul: da integração comercial ao desafio da integração produtiva	14
1.3 - Integração elétrica: As vantagens dessa modalidade de integração energética	18
1.4 - Principais iniciativas para a Integração Elétrica da América do Sul.....	23
1.4.1 Comissão de Integração Energética e Regional (CIER).....	23
1.4.2 Organização Latino-Americana de Energia (OLADE)	24
1.4.3 Iniciativa para Integração de Infraestrutura Regional Sul-Americana (IIRSA).....	25
CAPÍTULO 2 – SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: PASSADO, PRESENTE E FUTURO	29
2.1 – Panorama Histórico do Setor Elétrico no Brasil.....	30
2.1.1 1880-1930- O início da eletricidade e o domínio do capital estrangeiro.....	30
2.1.2 1930-1962- A entrada do Estado no SEB.....	31
2.1.3 1963-1979- O auge do modelo estatal e o primeiro grande projeto de integração elétrica	32
2.1.4 1980-1992 – Crise, instabilidade e esgotamento dos mecanismos de financiamento .	33
2.1.5 1992 – 2002 – Das privatizações à crise energética	34
2.2 - Principais características do Setor Elétrico no Brasil a partir de 2003	36
2.2.1 A Reforma do setor elétrico de 2003-2004	36
2.2.2 A importância dos leilões para a garantia do suprimento e modicidade tarifária.....	37
2.2.3 A Matriz elétrica brasileira	40
2.3 – O futuro do Setor Elétrico Brasileiro e a necessidade de complementaridade.....	43
CAPÍTULO 3 – INTEGRAÇÃO ELÉTRICA NA AMÉRICA DO SUL E O PAPEL DO BRASIL.....	47
3.1 - Panorama da Integração Elétrica na América do Sul.....	47
3.1.1 Contexto histórico e trajetória	47
3.1.2 Potencial de Complementaridade e Especificidades da Matriz Elétrica do Subcontinente	49
3.2 - Os desafios da Integração: O que falta para um mercado comum de eletricidade?.....	52
3.3 - O Brasil como “agente catalisador” da integração elétrica	56
3.4 - Empreendimentos de integração elétrica com a participação do Brasil.....	59
3.4.1 Itaipu Binacional (Brasil-Paraguai)	59
3.4.2 Linha de Transmissão Guri- Roraima (Brasil-Venezuela)	61
3.4.3 Central Térmica de Cuiabá (Brasil-Bolívia).....	62
3.4.4 A central termelétrica de Uruguaiana e as conversoras Garabi 1 e 2 (Brasil-Argentina)	62
3.4.5 Conversora de Rivera e Parque eólico Artilleros (Brasil-Uruguai).....	63

3.5 – Empreendimentos futuros.....	64
3.5.1 Complexo hidrelétrico de Garabi e Panambi (Brasil-Argentina).....	64
3.5.2 Hidrelétrica binacional no rio Madeira (Brasil-Bolívia).....	65
3.5.3 Complexo de hidrelétricas no Peru (Brasil-Peru).....	65
3.5.4 Interconexão elétrica do Arco Norte (Brasil-Suriname-Guiana-Guiana Francesa).....	66
3.5.5 Impacto em termos de geração no SIN.....	66
CONCLUSÃO.....	69
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	71

INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um insumo fundamental para o processo de desenvolvimento socioeconômico. Existe uma relação mútua entre energia e crescimento econômico, na medida em que o processo de crescimento eleva a demanda por energia e a disponibilidade de energia a baixo custo é um fator que induz o crescimento econômico, principalmente do setor industrial. Outra dimensão central é a importância da energia para o processo de inclusão e diminuição das desigualdades sociais, na medida em que o acesso a bens essenciais para o desenvolvimento das potencialidades do ser humano, como saúde, educação, moradia, alimentação e transporte, dependem da disponibilidade de energia.

A América do Sul enfrenta grandes desafios nesse cenário, pois é uma região em desenvolvimento e com milhões de habitantes sem acesso ao serviço de energia elétrica. Assim, nas próximas décadas o desafio do setor elétrico na região consiste em aumentar a oferta de eletricidade por meio de diferentes fontes e ampliar o acesso à rede de energia elétrica, principalmente nas áreas rurais. Contudo, a América do Sul possui uma grande vantagem em relação a outras regiões, pois possui um grande potencial hidrelétrico, sendo que apenas cerca de 25% foi explorado (CIER, 2015). A energia hidráulica representa uma fonte renovável de baixo custo, não poluente e com escala suficiente para suprir a demanda elétrica de milhões de pessoas. Assim, consiste em uma fonte que respeita as três dimensões essenciais do setor elétrico no século XXI: segurança energética, modicidade tarifária e baixa emissão de gases que causam o “efeito estufa”.

A integração elétrica é um processo muito importante para o desenvolvimento do setor elétrico da América do Sul, pois apresenta uma série de vantagens, tais como aumento da segurança energética, redução de custos e viabilidade de grandes projetos. Dessa forma, o objetivo desse trabalho é compreender o processo de integração elétrica na América do Sul em suas múltiplas dimensões, com ênfase na forma como esse processo pode significar um vetor de expansão do setor elétrico brasileiro. A escolha do Brasil deu-se por três razões principais i) O Brasil representa cerca de 50% da demanda por energia elétrica da América do Sul ii) O Brasil participa, em conjunto com o Paraguai, do projeto mais bem-sucedido de integração elétrica no subcontinente, Itaipu Binacional iii) A expansão do setor elétrico brasileiro dá-se por meio de

hidrelétricas com pouca geração no período seco do ano, de modo que surge a necessidade de complementaridade e a integração elétrica é fundamental pela capacidade em aproveitar as diferentes sazonalidades.

Os objetivos específicos do trabalho consistem em entender a integração elétrica como um processo de integração econômica, elencar os principais benefícios da integração elétrica, analisar os principais desafios desse processo e os casos bem-sucedidos na região. Como o foco do trabalho está no caso brasileiro, também foi traçado um panorama do setor elétrico nacional e enfatizada a importância do Brasil para o avanço do processo de integração elétrica.

A metodologia do trabalho baseia-se em uma ampla revisão da literatura existente, com foco em teses e dissertações, capítulos de livros, artigos publicados em revistas e nos Textos de Discussão do Setor Elétrico publicados pelo Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL-UFRJ). Base de dados nacionais, como o Boletim mensal de monitoramento do setor elétrico do Ministério de Minas e Energia, e internacionais, como a Síntese Informativa Energética de los Países da Comissão de Integração Energética Regional (CIER), foram utilizadas para ilustrar os argumentos. .

Para atingir os objetivos citados acima, o trabalho divide-se em três capítulos, além dessa breve introdução e da conclusão. No primeiro capítulo busca-se compreender a integração elétrica como um processo de aprofundamento da integração econômica regional. Para tal, na primeira seção se define e contextualiza o conceito de integração econômica regional. Em seguida, foi traçado um panorama histórico da integração econômica na América do Sul, mostrando que o principal desafio da região é o avanço da integração física, na qual inclui-se a integração elétrica.

Na terceira seção, o conceito de integração elétrica é discutido enfatizando suas distintas interpretações e os principais benefícios desse processo. Por fim, na quarta seção se analisou as principais iniciativas para a integração energética da América do Sul, como a CIER, a Organização Latino-americana de Energia (OLADE) e a Iniciativa para a Integração da Infraestrutura Regional Sul-Americana (IIRSA), incorporada como foro técnico do Conselho Sul-

Americano de Infraestrutura e Planejamento (COSIPLAN), um dos principais órgãos da União das Nações Sul-Americana (UNASUL).

O segundo capítulo é dedicado a traçar um panorama do setor elétrico brasileiro, visto que a ênfase do trabalho é o caso do Brasil. Para tal, se adotou uma abordagem holística, traçando um breve panorama histórico, mostrando as características do modelo atual que garantem o suprimento com modicidade tarifária e os principais desafios do futuro. A terceira parte é especialmente importante, pois é abordada a importância da integração elétrica para o Brasil em um momento que a gestão do setor elétrico torna-se mais complexa, visto que as usinas hidrelétricas que estão sendo construídos na bacia Amazônica não possuem reservatório de regularização, de modo que geram pouca energia no segundo semestre, período seco do ano.

O terceiro capítulo se debruça sobre as especificidades do processo de integração elétrica na América do Sul. Assim, a primeira seção mostra a predominância da hidroeletricidade na matriz regional, além do grande potencial que ainda não foi explorado. Outro ponto enfatizado nessa seção é como a integração pode ser importante, visto que o regime de chuvas no subcontinente é complementar. Na segunda seção, são citados os desafios que a integração enfrenta, principalmente por conta da falta de harmonização das normas regulatórias entre os países da região e assimetrias das normas de comercialização de energia elétrica. A terceira, quarta e quinta seções são dedicadas ao caso brasileiro, sendo que é analisada a função catalisadora do Brasil nesse processo, os empreendimentos conjuntos que já foram realizados, com destaque para o caso de sucesso de Itaipu Binacional, e quais as possibilidades para o futuro.

Por fim, se conclui que existem diversas possibilidades para o Brasil promover a integração elétrica, sendo que a construção de usinas hidrelétricas em rios fronteiriços são a possibilidade mais factível no curto-prazo. Outra opção é a construção de usinas hidrelétricas em outros países com exportação de energia elétrica para o Brasil. Esse modelo é viável, mas encontra resistências internas dentro dos países, como mostra o recente caso com o Peru. Também será abordado como o processo de integração elétrica é lento e complexo, na medida que são necessárias negociações políticas e diplomáticas de alto escalão que culminem com a assinatura de Tratados Internacionais.

CAPÍTULO 1 – A INTEGRAÇÃO ELÉTRICA NO ÂMBITO DA INTEGRAÇÃO ECONÔMICA REGIONAL

Introdução

Nesse capítulo, o principal objetivo será compreender a integração elétrica como um processo de integração econômica regional. Para tal, na primeira seção se debaterá o conceito de integração econômica regional, enfatizando as diferentes interpretações e mostrando como a integração econômica atualmente se dá por meio de blocos regionais. Na segunda seção será traçada a trajetória da integração econômica da América do Sul, mostrando como a integração física do continente se constituiu o principal desafio para o futuro. Já na terceira seção se discutirá o conceito de integração elétrica como um tipo de integração energética salientando as principais vantagens e desvantagens. Por fim, na quarta seção se abordará as principais iniciativas existentes na região que promovem a integração elétrica do subcontinente.

1.1 - Integração Econômica Regional: Definição e Interpretações

A integração elétrica da América do Sul é um processo dentro do âmbito da integração econômica regional, na medida em que os países passam a compartilhar ativos específicos que formam parte de sua infra-estrutura. Para Malamud (2014), a integração regional pode ser definida como um processo de compartilhamento voluntário da soberania entre Estados que ocupam uma determinada região. Machado (2000) afirma que a integração econômica pode ser definida como o processo de eliminação de fronteiras e barreiras de natureza econômica entre dois ou mais países.

As razões para que os países se integrem podem ser de natureza econômica, cultural, política e de segurança. Dentre as razões econômicas pode-se citar a eficiência alocativa, economias de escala e aprendizado e diversificação do comércio exterior. O fato de razões de natureza cultural e política serem motivos mais fortes para a integração do que razões econômicas podem inclusive potencializar a força de acordos de integração (BAUMANN e GONÇALVES, 2015). Um exemplo desse fato é a União Europeia que enfrenta uma série de

dificuldades no campo econômico, principalmente pela constituição da união monetária, mas se mantêm sólida pela vontade política dos países membros que tem a clareza da importância dos objetivos conjuntos dos países do continente.

O processo de integração regional parte do princípio que os países perdem parte de sua autonomia, isto é, sua capacidade de agir sozinho, em prol de um objetivo comum. O pressuposto é que a ação conjunta é mais eficiente que a individual em determinadas questões (MALAMUD, 2014). No campo econômico, a integração regional permite o aumento da escala dos mercados, de modo a reduzir os custos de produção, aumentando a competitividade e a produtividade, tornando a alocação de recursos mais eficientes. UNCTAD (2007) ampliará o conceito ao afirmar que a integração promove a possibilidade de implantação de cadeias globais de valor com maior demanda e dinamismo tecnológico.

Na teoria econômica todo benefício está acompanhado de um custo, constituindo um trade off. O principal custo ou desvantagem da integração econômica regional é a interdependência entre os países que acarreta em perda da autonomia. Por exemplo, no caso da União Monetária, tal como a Zona do Euro, os países membros têm autonomia reduzida sobre a política monetária. Outro exemplo é o caso do México que por conta do North American Free Trade Agreement (NAFTA) tem seu desempenho econômico fortemente atrelado ao desempenho dos Estados Unidos.

A integração econômica é um tema amplamente discutido na ciência econômica desde os seus primórdios, iniciado por Adam Smith no final do século XVIII que buscava justificar as vantagens do liberalismo econômico por meio da teoria das vantagens absolutas. David Ricardo no início do século XIX aprimorará a teoria do escocês com a teoria das vantagens comparativas. Já no século XX, os modelos neoclássicos de comércio internacional, como o modelo Heckscher-Ohlin, enfatizam que os países devem se especializar em produtos que são intensivos nos fatores de produção que possuem em abundância. Esses modelos formam parte do arcabouço teórico do regionalismo liberal ou aberto que tem como objetivo final alcançar o livre comércio mundial. (PADULA, 2010).

Entretanto, a integração econômica executada pela ótica da liberalização comercial será objeto de crítica de alguns autores já no século XIX, entre os quais se destaca List (1856). O

autor destaca que os países em estágios iniciais de desenvolvimento industrial devem utilizar medidas de proteção à indústria nascente, de modo a permitir que essa indústria se desenvolva sem ser afetada pela concorrência com países mais avançados do ponto de vista tecnológico. Já Chang (2004) afirma que os países desenvolvidos utilizaram amplamente medidas protecionistas quando estavam se desenvolvendo e hoje propagam, por meio dos organismos multilaterais, que a solução para as economias em desenvolvimento é a integração pela liberalização comercial e da conta de capitais.

As ideias da Comissão Econômica para a América Latina (CEPAL) nas décadas de 50 e 60 seguem a mesma linha, ao contrariar os pressupostos neoclássicos de que os países da região deveriam se especializar em produtos primários. A CEPAL afirma que a industrialização dos países da região é a principal maneira para superar o subdesenvolvimento (BIELSCHOWSKY, 2000). Assim, essas ideias fazem parte do arcabouço teórico do chamado regionalismo desenvolvimentista que se opõe ao regionalismo liberal (TEIXEIRA e NETO, 2014).

Pode-se observar um movimento pendular em relação à integração econômica regional, isto é, momentos em que se observa maior liberalização dos fluxos de bens e serviços e capital e momentos em que os países se tornam mais protecionistas. A queda do Muro de Berlim em 1989 e o fim da polarização entre Estados Unidos e União Soviética inauguram um período de intensificação do processo de globalização que poderia levar a uma integração econômica global sob a liderança Norte-Americana.

Entretanto, a partir da década de 90 nota-se um processo de “compartimentalização” das relações internacionais em blocos econômicos e políticos regionais (NETO et al., 2014). Essa seria uma segunda melhor opção, do ponto de vista do regionalismo aberto, visto que os blocos regionais serviriam como instrumento nas negociações multilaterais de liberalização. A melhor opção seria a liberalização comercial e financeira global, mas a formação de blocos facilitaria os acordos, na medida em que a complexidade se reduz com a participação de um menor número de atores (PADULA, 2010). Outro exemplo nessa linha é o aumento do número de acordos comerciais de âmbito regional na Organização Mundial do Comércio (OMC).

A situação da integração econômica do mundo é marcada pelo regionalismo aberto via conformação de uma grande diversidade de blocos regionais. Entre os mais importantes pode-se

destacar a União Europeia, criada a partir do Tratado de Maastricht em 1992 e o NAFTA, tratado de livre comércio entre Estados Unidos, Canadá e México. O regionalismo aberto tal como foi constituído na década de 90 está sendo colocado em xeque por acontecimentos recentes, tal como a eleição de Donald Trump e a possibilidade de saída dos E.U.A do NAFTA e o “Brexit”, isto é, o plebiscito que decidiu pela saída do Reino Unido da União Européia.

Na América do Sul, o Mercado Comum do Sul (MERCOSUL) foi criado em 1991 e tem como membros Brasil, Argentina, Paraguai, Uruguai e Venezuela. Outro bloco importante na América do Sul é a Comunidade Andina (CAN) que é composta por Bolívia, Colômbia, Equador e Peru. Na próxima seção será feito um panorama histórico da integração no subcontinente e suas perspectivas.

A integração econômica tem quatro pilares: i) circulação de bens ii) de serviços iii) de capitais iv) de trabalho (MALAMUD, 2014). Cada acordo regional pode abarcar todos esses pontos ou apenas alguns. Por exemplo, a União Europeia permite o fluxo de mão de obra entre os membros, enquanto o NAFTA não. A integração elétrica está fora do âmbito dessa definição clássica, baseada na integração comercial, visto que envolve o compartilhamento de infraestrutura (integração física) e, portanto, existem desafios específicos a essa modalidade de integração econômica.

1.2 - Integração Econômica da América do Sul: da integração comercial ao desafio da integração produtiva

A América do Sul se constitui como uma região que se insere no sistema internacional de forma subordinada e possui elevada vulnerabilidade externa, isto é, os choques externos têm grande impacto no nível de renda dos países (PADULA, 2010). Dessa forma, a integração econômica entre os países pode significar uma redução da vulnerabilidade externa e um vetor de desenvolvimento da região. Entretanto, esse processo não ocorre de forma linear no subcontinente, sendo que no século XX as principais iniciativas foram de caráter comercial e o grande desafio do século XXI na região é a integração produtiva, isto é, aproveitar as complementaridades produtivas dos países. (GOITIA, 2014).

Do período colonial até o início dos anos 30, a região foi marcada pela presença de economias agroexportadoras com alto nível de abertura comercial e pouca integração entre os países. Esse cenário começa a mudar na década de 30 com o início do processo de industrialização por substituição de importações, principalmente no Brasil e na Argentina. A constituição de um grande mercado consumidor é um elemento necessário para que as indústrias tenham escala, de modo que a integração regional passa a ser mais importante. No campo teórico, a CEPAL incentiva esse processo, de modo que a formação de um bloco econômico na região seria uma maneira de atenuar a vulnerabilidade externa e aumentar as possibilidades de exportação.

A primeira iniciativa de integração do subcontinente deu-se na Associação Latino-Americana de Livre-Comércio (ALALC) criada em 1960 que tinha como membros os dez principais países da América do Sul e o México. O objetivo da iniciativa era a criação de uma área de livre comércio na região em 12 anos. A ALALC seguia o princípio que qualquer concessão comercial que um país fizesse a outro, deveria ser estendida para todos os países do bloco. A iniciativa obteve relativo sucesso nos seus primeiros anos, mas perdeu força por conta do caráter rígido, sendo que o objetivo era o multilateralismo, mas a rigidez levava a acordos bilaterais entre os países, além da criação do Pacto Andino em 1969. (ARAÚJO e FERRARI FILHO, 2015)

A década de 70 foi marcada pelo baixo nível de integração entre os países da região. As Crises do Petróleo fizeram com que os governos adotassem medidas protecionistas e priorizassem o comércio com regiões de moeda forte por conta do aumento da restrição externa.

A ALALC seria substituída pela Associação Latino-Americana de Integração (ALADI) criada em 1980. No período de sua criação a ALADI teve os mesmos membros da ALALC, sendo que atualmente Cuba e Panamá também se tornaram membros. A ALADI significou uma flexibilização dos acordos comerciais, visto que permite que apenas dois países assinem um acordo, sem que esse acordo seja estendido para todos os membros como na ALALC. A ALADI encontrou muitas dificuldades na sua criação, visto que a década de 80 foi marcada pelo baixo crescimento, desequilíbrio fiscal e externo e altas taxas de inflação na América do Sul.

A ALADI hoje atua como uma espécie de “guarda-chuva” (ARAÚJO e FERRARI FILHO, 2015), na medida em que permite acordos entre os blocos de menor extensão que se constituíram na década de 90 com a participação de membros desta associação. O México aderiu ao NAFTA. O Chile optou por uma política de construção de acordos comerciais bilaterais, principalmente com países desenvolvidos a partir de 2000. A Comunidade Andina das Nações, antes Pacto Andino, ganhou força na década de 90. Os anos 90 também foram marcados pelo debate em torno da construção da Área de Livre Comércio das Américas (ALCA), uma iniciativa liderada pelos E.U.A, que visava a criação de uma área de livre comércio nas Américas com a paulatina diminuição das barreiras alfandegárias, mas que encontrou resistência de muitos países, como o Brasil.

O MERCOSUL foi criado em 1991 com a assinatura do Tratado de Assunção em um contexto de redemocratização dos países do Cone Sul e início do regionalismo aberto influenciado pelo Consenso de Washington. Para Baumann (2011), a idéia da criação do bloco se assentava no princípio de que aumentar a abertura comercial estimularia a competitividade entre os países proporcionando uma queda dos preços. Essa seria uma das maneiras de combater o processo inflacionário que atingia as principais economias da região, em especial o Brasil.

A principal característica do bloco é o tratamento preferencial concedido aos países membros com a definição de Tarifa Externa Comum (TEC), uma tarifa média de 11% (BAUMANN, 2011). Como apontam Araújo e Ferrari Filho (2015), o bloco obteve números expressivos durante a década de 90:

o volume de comércio intrabloco entre os países do MERCOSUL aumentou mais do que três vezes entre 1991 e 2000, bem como, neste último ano, as exportações dos países do MERCOSUL para o resto do mundo representaram, em média, cerca de 2,0% do PIB dos países do bloco (ARAÚJO e FERRARI FILHO, p. 111)

Entretanto, o bloco começou a apresentar problemas e divergências a partir de 1999 com a desvalorização cambial promovida pelo Banco Central do Brasil ao adotar o regime de câmbio flutuante. A desvalorização acarretou uma perda importante da competitividade dos produtos industriais de outros países, principalmente da Argentina. A crise da Argentina em 2001 também foi central no processo de enfraquecimento do MERCOSUL, visto que o país passou a adotar medidas mais protecionistas. Os países menores, Uruguai e Paraguai, mostraram insatisfação com os reduzidos ganhos que obtiveram com o processo de integração. Dessa maneira, o

MERCOSUL, tal como a CAN, perdeu força nos anos 2000, com os países optando por uma estratégia de diversificação de acordos fora do bloco. Atualmente, os governos do Brasil e Argentina buscam flexibilizar as regras do Bloco e formalizar um acordo com a União Européia¹.

A década de 2000 teve como característica o predomínio de governos de centro-esquerda nos principais países do subcontinente, como Brasil, Argentina, Bolívia, Venezuela e Equador. Esses governos, em diferentes graus, tinham uma visão crítica ao regionalismo aberto e a liberalização comercial. Veigas e Rios (2007) denominarão esse processo de “regionalismo pós-liberal”, no qual haverá uma ampliação dos temas da agenda, como a inclusão de assuntos econômicos não comerciais, como a integração física, e temas não econômicos. Também é importante ressaltar que esse processo não foi homogêneo na região, visto que países, como o Peru, Chile e Colômbia, intensificaram o processo de liberalização comerciais com acordos importantes com países desenvolvidos, em especial os E.U.A .

Nesse contexto, a União de Nações Sul-Americanas (UNASUL) foi criada em 2008 tendo como membros efetivos os 12 países da região. A criação dessa entidade pode ser interpretada como o mais recente “fôlego integracionista” do subcontinente. A iniciativa destaca-se por promover a integração em outras esferas, principalmente a integração física da América do Sul. Para tal, a organização se divide em conselhos, com destaque para o Conselho de Infra-estrutura e Planejamento da UNASUL (COSIPLAN), tendo como objetivo central promover apoio político de alto nível para que os projetos de integração física da região se concretizem.

Iniciativas anteriores à criação da UNASUL, como o Conselho Energético da América do Sul (CEAS) criado em 2007 e a Iniciativa para a Integração da Infraestrutura Regional Sul-Americana (IIRSA) foram incorporadas à UNASUL, reforçando o papel central da integração física para a integração do subcontinente. A IIRSA e seu papel na integração elétrica do subcontinente serão detalhados na seção 1.4.

Como aponta Padula (2011), a proximidade física dos países não constitui razão suficiente para a integração física, de modo que instituições que incentivem esse processo são fundamentais. Dessa forma, como apontado no início da seção, o desafio da América do Sul nas

¹Disponível em : <http://www2.planalto.gov.br/acompanhe-planalto/noticias/2016/10/brasil-e-argentina-buscam-formalizar-acordo-entre-mercosul-e-ue-diz-temer> Acesso em: 23/12/2016 às 16h 42 min

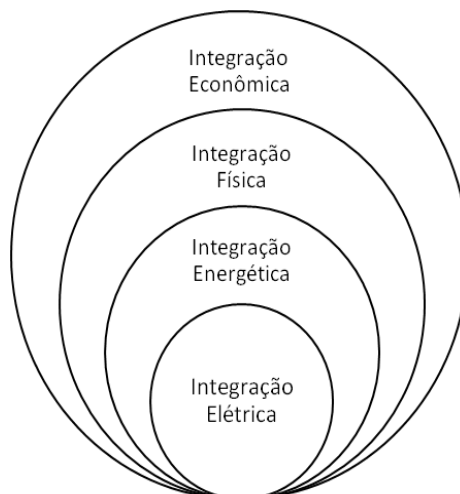
próximas décadas é superar a integração comercial, que ainda encontra-se em estágio intermediário levando em conta as dificuldades dos blocos como o MERCOSUL e a CAN, e rumar para a integração produtiva, sendo que a integração física é um requisito para o cumprimento dessa etapa.

Nesse sentido, a integração elétrica cumpre um papel fundamental, visto que a região é exportadora líquida de energia, isto é, exporta bens energéticos em valor maior do que os correspondentes às importações (FUSER, 2015). A integração elétrica será definida em detalhes na próxima seção.

1.3 - Integração elétrica: As vantagens dessa modalidade de integração energética

Nas duas primeiras seções desse capítulo foi traçado um panorama do conceito de integração econômica e como esse processo evoluiu na América do Sul ao longo do século XX e os desafios para o século XXI. O foco desse trabalho é o papel que o Brasil pode exercer na integração elétrica da América do Sul. A figura abaixo procura mostrar a relação entre a integração econômica e a integração elétrica.

Figura 1 – O processo de integração elétrica no âmbito da integração econômica



Fonte: Elaboração Própria

A integração econômica pode ser dividida em dois vetores principais: a integração comercial e a integração física. A integração física envolve o compartilhamento de infraestrutura

de setores como transportes, telecomunicações e energia. Senhoras (2006, p.1) define a integração física como: “processo de construção de infraestrutura transnacional a partir de redes integradas de base logística e energética compartilhadas entre diversos países de uma região”. Também é importante frisar que o investimento em infraestrutura possui algumas singularidades, como por exemplo, um custo de construção e manutenção elevado e um custo marginal muito baixo, favorecendo economias de escala e escopo. Por exemplo, construir uma usina hidrelétrica tem um custo muito elevado, mas a geração de um MW adicional tem um custo baixíssimo, próximo a zero. O investimento em infraestrutura possui uma grande sinergia com o Produto Interno Bruto (PIB) por conta dos mecanismos do acelerador e multiplicador.

Nessa mesma linha, Goitia (2014) salienta a capacidade do investimento em infraestrutura promover a inclusão social, na medida em que insere as populações que vivem mais afastadas dos circuitos de produção e consumo. Logo, a integração física é uma condição essencial para a integração econômica e também para a diminuição da exclusão social e desigualdade de renda na América do Sul.

A integração energética é uma das dimensões mais relevantes da integração física, recebendo atenção especial dos órgãos que tratam da temática no continente como a IIRSA. A principal razão para a integração energética é que os recursos naturais não são distribuídos de maneira uniforme, de modo que existem complementaridades energéticas entre os países constituindo o principal incentivo para a integração.

A integração elétrica é uma modalidade de integração energética, mas com algumas especificidades pelo fato da indústria elétrica ser uma indústria de rede. A principal é a necessidade de construção de linhas de transmissão, gasodutos e empreendimentos conjuntos, como hidrelétricas, por exemplo, de modo que a proximidade física é determinante para a integração. Um exemplo simples é que o Brasil pode vender um barril de petróleo para o Japão que pode ser transportado em um navio, mas não consegue vender energia elétrica para esse país por ser inviável, no estado da arte da tecnologia, a construção de uma linha de transmissão entre os dois países. Contudo, na literatura especializada as definições entre integração energética e elétrica são bastante similares, sendo que as definições de integração energética são mais recorrentes, de modo que se utilizará essa definição nessa seção.

O conceito de integração energética não é um conceito fechado, de modo que permite diferentes definições. Rebuá (2015) afirma que existem duas definições mais recorrentes, sendo que a primeira baseia-se na interconexão energética física que busca otimizar os recursos energéticos e promover preços acessíveis dentro de um sistema de trocas comerciais. A segunda, mais profunda, vai além da interconexão energética, promovendo uma coordenação de políticas energéticas e normas e padrões comuns.

A autora frisa que há três tipos de integração energética mais comuns que transitam entre essas duas definições. A primeira é uma integração baseada na sazonalidade da geração e da necessidade de consumo de cada região gerando contratos curtos que podem ser interrompidos a qualquer momento. Esse tipo de integração seria mais conjuntural e se enquadraria na primeira definição. Um exemplo próximo desse caso na América do Sul são as estações conversoras de Garabi, uma interconexão elétrica binacional entre Brasil e Argentina que transmite energia nos dois sentidos de acordo com a necessidade no momento de cada país gerando créditos ou débitos que são compensados em períodos posteriores.

O segundo tipo de integração seria a troca de energia firme por um período longo ou permanente com algum nível de coordenação regulatória. Empreendimentos binacionais sustentados por tratados específicos, como Itaipu Binacional, por exemplo, também pertencem a essa segunda modalidade. Esse tipo de integração pode ser considerado estrutural, mas não profunda, na medida em que não há coordenação das políticas energéticas dos países envolvidos, constituindo-se uma modalidade intermediária entre a primeira e a segunda definição.

Por fim, o terceiro tipo seria uma integração completa que pressupõe uma regulação comum, integração dos mercados de investimento e de despacho de energia. Essa modalidade se enquadraria na segunda definição. Na América do Sul, não temos nenhum exemplo dessa natureza por razões que serão expostas na seção 3.2. Entre os exemplos de mercado comum de eletricidade no mundo podem ser citados o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) composto por Espanha e Portugal e o Nord Pool composto por Noruega, Suécia, Finlândia e Dinamarca.

Portanto, as definições de Rebuá (2015) apresentam uma série de possibilidades. Uma definição mais sintética do processo de integração energética e de acordo com a realidade sul-americana, isto é, onde não há um mercado comum de eletricidade, é apresentada por FUSER

(2015, p.5): “integração energética é a utilização compartilhada de recursos energéticos por dois ou mais países, aproveitando complementaridades naturais e/ou econômicas, de modo a gerar benefícios para todas as partes”. Dávalos (2009) amplia essa definição ao afirmar que a integração energética é um processo que envolve pelo menos dois países que se unem para uma atividade energética, como produção e transporte, por meio de uma estrutura permanente com regras claras de funcionamento. Já Vainer e Nuti (2008) adotam uma definição menos abrangente ao afirmar que a integração energética é a importação e exportação de energia entre países vizinhos.

Para Castro et. al (2014) a operação de sistemas elétricos de diferentes países de forma conjunta é mais eficiente do que se esses sistemas estivessem isolados. Dessa forma, quanto mais integrados forem os sistemas maiores serão os benefícios. As principais vantagens do processo de integração elétrica estão expostas na tabela 1.

Tabela 1- Os dez Principais Benefícios da Integração Elétrica

Benefício	Descrição
1- Segurança Energética	A possibilidade de recursos para suprir a demanda aumenta. O intercâmbio de energia pode ser fundamental em períodos em que existam problemas técnicos e picos de consumo
2- Diversificação da Matriz Elétrica	As fontes estão distribuídas de maneira não uniforme no subcontinente. Ao incorporar novas fontes na sua matriz, um país torna-se menos vulnerável a determinados choques e a eventos climáticos diversos, como por exemplo, um ano seco, no caso da geração hidráulica
3- Redução dos custos	A integração pode permitir a produção de uma energia mais barata do que o isolamento. Por exemplo, um país como o Chile que possui uma das tarifas mais altas da região por conta da importação de combustíveis para as termelétricas se comprasse energia hidráulica de outros países poderia atingir uma redução nas tarifas.
4- Redução da volatilidade dos preços	Uma matriz mais diversificada possibilitada pela integração permite que a escassez de uma fonte específica não cause uma volatilidade tão grande na tarifa média
5- Aumento da eficiência via concorrência	A integração permite que as empresas passem a competir em um mercado ampliado, com um maior número de “players”. A tendência é que o aumento da concorrência incentive as empresas a se tornarem mais eficientes e reduzam seus custos, de modo a permitir, uma queda da tarifa.

6- Viabilidade de grandes projetos	Há países que não tem demanda para um grande projeto elétrico, de modo que só seria viável aproveitar esse potencial por meio da integração. O Paraguai é um desses casos, visto que não consome toda a energia que teria direito em empreendimentos como Itaipu e Yacyretá e vende para Brasil e Argentina.
7- Aproveitamento das sazonalidades	Existem países com regimes de chuvas complementares. Dessa forma, um país pode vender energia no período que tenha capacidade de geração e comprar no período seco.
8- Aproveitamento da posição geográfica	Há ocasiões em que é mais vantajoso fornecer energia elétrica para uma região por meio de uma unidade de outro país do que do próprio país. A usina de Guri na Venezuela que abastece Porto Velho por uma linha de transmissão é um exemplo
9- Preservação Ambiental	Um país que use prioritariamente combustíveis fósseis pode diminuir sua geração com essas fontes ao se integrar com países que produzem energia limpa.
10- Geração de renda para países com excedente	A integração permite que países com excedente de energia possam exportar esse produto e gerar renda. O Paraguai, por exemplo, já teve a energia elétrica como principal produto da sua pauta exportadora. O gás natural tem um papel semelhante na Bolívia

Fontes: Elaboração própria a partir de FUSER (2015), DIAZ (2015) e AGUIAR (2011)

Como principal desvantagem destaca-se a perda de autonomia sobre o setor elétrico visto que os sistemas se tornam cada vez mais interdependentes. Outra questão que pode surgir nesse processo é o aumento da insegurança jurídica, visto que o arcabouço jurídico dos países para o setor elétrico é distinto. Esse problema é potencializado na América do Sul por conta do histórico de “quebra de contratos” no setor elétrico. Contudo, CASTRO et al. (2014, p. 118) apontam como solução para essa questão: “que a base jurídica da integração esteja assentada em tratados internacionais de longo prazo ou atemporais”.

Nessa seção, definiu-se o conceito de integração energética sendo que a integração elétrica é uma modalidade com algumas especificidades. A integração elétrica avança de maneira gradual na América do Sul, visto que é um processo multidimensional que envolve negociações diplomáticas e políticas de alto escalão. Assim, iniciativas institucionais que congreguem os países da região e promovam o debate da integração energética são centrais para o avanço contínuo desse processo. Na próxima seção, serão apresentados os principais órgãos regionais que promovem a integração energética e o papel do Brasil nos mesmos.

1.4 - Principais iniciativas para a Integração Elétrica da América do Sul

Nessa seção, o objetivo central será traçar um panorama das principais iniciativas institucionais na América do Sul que tratam sobre o tema da integração elétrica. A integração elétrica exige espaços de debate e mecanismos de financiamento, de modo que essas instituições são fundamentais para o êxito do processo. Dessa maneira serão delineados os contextos de criação dessas instituições, suas principais funções e o papel que o Brasil exerce nesses órgãos.

1.4.1 Comissão de Integração Energética e Regional (CIER)

O tema da integração energética do subcontinente começa a ser discutido na década de 60. Nesse período, a visão dominante na América do Sul era de que as empresas estatais deveriam ser as principais responsáveis pelo aumento da oferta de energia elétrica. Um marco desse processo é a criação da Eletrobrás em 1962. Nesse contexto, a CIER, uma entidade não governamental sem fins lucrativos, foi criada em 1964 em Montevideu tendo como membros empresas do setor dos dez principais países do subcontinente. Segundo Vainer e Nuti (2008, p.12), o principal objetivo da iniciativa era: “promover em caráter permanente o intercâmbio de informações, experiências e trabalhos técnicos entre empresas de energia elétrica na América do Sul”. O financiamento da organização dava-se de forma variável, sendo que os países que geravam mais energia deveriam ter uma contribuição maior.

A CIER organiza-se em comitês nacionais presididos por representantes das maiores empresas do setor, sendo que no Brasil o BRACIER foi instituído em 1967 e a presidência sempre foi dos presidentes da Eletrobrás. O Brasil teve participação intensa na mesa diretora da CIER, exercendo sete mandatos entre presidência e vice. (NUTI, 2006).

As privatizações no setor elétrico na América do Sul e a entrada de empresas estrangeiras no setor mudaram a estrutura da CIER que passou a aceitar como membros empresas que não são sediadas na região, tal como a espanhola ENDESA. No total, a CIER possui atualmente 225 membros entre empresas e organizações afiliadas, sendo que 41 são brasileiras, ou seja, cerca de 18%².

² Disponível em: <http://www.bracier.org.br/o-bracier/quem-somos.html> . Acesso em: 27/12/2016 às 12h34min

SILVA et al (2015) apontam que as principais funções da entidade hoje são elaboração de bases de dados, informes técnicos, troca de informações e tecnologia e projetos que são executados por consultores especializados. Um dos principais estudos realizados pela entidade foi o projeto CIER 1 em 1995 que se chamava “Análise das complementaridades hidrológicas na América do Sul”. O projeto concluiu que existe grande complementaridade entre os regimes hidrológicos da região, de modo que a integração dos sistemas elétricos constitui-se uma solução ótima (AGUIAR, 2011).

1.4.2 Organização Latino-Americana de Energia (OLADE)

O início da década de 70 foi marcado pela primeira crise do petróleo em 1973, que teve grande impacto nos países da América Latina, visto que não eram auto-suficientes nesse recurso e sofreram com o aumento do preço do insumo. Dessa forma, a criação da OLADE em novembro de 1973 por meio do Tratado de Lima pode ser vista como uma tentativa dos governos da região para enfrentar essa restrição externa de forma conjunta.

A OLADE é uma entidade pública internacional e governamental integrada pelos representantes dos ministérios de energia de 26 países da América Latina. Para VAINER e NUTI (2008, p.14) a entidade foi criada com o intuito de incentivar: “a cooperação, coordenação e assessoria, com o propósito fundamental de promover a integração, desenvolvimento, conservação e uso racional e comercialização dos recursos energéticos da região”. Nuti (2006) afirma que a Reunião Anual de Ministros de Energia é o nível decisório máximo da organização.

Os primeiros anos da OLADE foram marcados pela construção de importantes projetos de hidrelétricas binacionais, tal como Itaipu (1975-82), sendo que a organização teve um papel importante como espaço de debate e assessoramento para a confecção dos tratados específicos que nortearam esses projetos. A década de 90 marcou o auge da produção da OLADE com a publicação de 28 estudos sobre a integração energética regional. Entretanto, a organização se enfraqueceu nos anos 2000, sendo que alguns países deixaram de pagar a sua contribuição, acarretando em dificuldades no funcionamento da entidade. O próprio Brasil chegou a atrasar sua quota, na medida em que passou a valorizar mais outras iniciativas para a integração energética como a IIRSA (AGUIAR, 2011).

Dessa forma, a entidade passou por uma reestruturação em 2003 culminando em uma nova estrutura e um novo regulamento. O objetivo principal da organização passa a ser na promoção de acordos entre seus membros e na realização de ações para satisfazer as necessidades energéticas, por meio do desenvolvimento sustentável de diversas fontes energéticas.³

Nuti (2006) aponta que a reestruturação da entidade pode fazer com que ela se tornasse um ambiente para resolução de conflitos energéticos entre países e também para resolução de questões que envolvam empresas do setor e os governos. Por mais que essa função não esteja prevista no seu regulamento, a OLADE teria condições de cumprir essa função.

Portanto, a CIER e a OLADE são organizações fundamentais para o processo de integração elétrica do subcontinente, na medida em que reúnem os principais atores desse processo, como os governos e as empresas do setor. Essas iniciativas também são importantes pelos estudos e base de dados que produzem, subsidiando o desenho de políticas públicas para a integração. Contudo, perderam força com a criação da IIRSA em 2000, visto que essa iniciativa conta com importantes recursos para o financiamento de projetos de infraestrutura.

1.4.3 Iniciativa para Integração de Infraestrutura Regional Sul-Americana (IIRSA)

A IIRSA surgiu a partir da I Reunião de Presidentes da América do Sul em 2000 que foi uma iniciativa do governo brasileiro com apoio do Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) tendo como membros os 12 países da região. No momento da sua criação, o principal objetivo delineado foi impulsionar a integração e modernização da infraestrutura física através de uma concepção regional do espaço sul-americano⁴. Padula (2010) aponta que a iniciativa deu-se em um contexto de privatizações nos setores de infraestrutura no subcontinente e que tinha como principais objetivos impulsionar projetos de infraestrutura e buscar fórmulas inovadoras de apoio financeiro, de modo a estimular a participação dos agentes privados.

Nesse sentido, instituições financeiras multilaterais são centrais para o funcionamento da iniciativa, na medida em que decidem quais projetos devem ser priorizados, e formam o Comitê de Cooperação Técnica (CCT). Entre as principais instituições pode-se destacar a Corporação Andina de Fomento (CAF) ligada à CAN, o Fundo para o Desenvolvimento da Bacia do Prata

³ Disponível em : <http://www.olade.org/normatividad/>. Acesso em: 27/12/2016 às 11h19min

⁴ Disponível em: <http://www.iirsa.org/Page/Detail?menuItem=121>. Acesso em: 28/12/2016 às 14h12min

(FONPLATA) e o BID. O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) também tem um papel importante financiando projetos ligados à IIRSA, inclusive fora do território nacional. O papel do BNDES no processo de integração elétrica na América do Sul será detalhado na seção 3.3.

O protagonismo brasileiro na iniciativa pode ser visto por meio de três princípios norteadores da iniciativa no momento de sua criação: i) o Regionalismo aberto ii) Coordenação Público-Privada iii) os Eixos de Integração e Desenvolvimento (EIDs). Esses três princípios estavam presentes nas diretrizes do governo brasileiro na década de 90. O regionalismo aberto parte da concepção que a integração da região deve servir a uma inserção mais competitiva na economia mundial por meio da participação nas cadeias globais de valor. Já a coordenação público-privada era uma necessidade de coordenação entre o investimento público e privado em um contexto que importantes setores de infraestrutura estavam sendo privatizados. Por fim, os EIDs já eram uma metodologia utilizada pelo Ministério do Planejamento para definir as áreas que receberiam determinados investimentos e seu impacto no contexto nacional. (PADULA, 2011).

O regionalismo aberto perde força com a incorporação da IIRSA como foro técnico do COSIPLAN em 2011, um dos principais conselhos da UNASUL (COSTA et al, 2015). Como exposto na seção 1.2, a UNASUL possui uma visão mais abrangente da integração, com ênfase nas potencialidades e sinergias que a ação conjunta dos países pode proporcionar ao desenvolvimento da região.

Contudo, os EIDs seguem sendo fundamentais para o planejamento territorial do COSIPLAN. Os EIDs são faixas do território que cobrem toda a região, subdividas em porções menores e ditando a lógica de organização dos projetos e a formação almejada de cadeias logísticas. Costa et al (2015) apontam que a forma como os eixos foram desenhados tendem a priorizar corredores de exportação, em detrimento do comércio entre os países da região, sendo formados apenas na direção Leste-Oeste e não Norte-Sul. Na imagem abaixo, pode-se observar os dez EIDs identificados pela IIRSA.

Figura 2- Eixos de Integração e Desenvolvimento na América do Sul



Fonte: IIRSA

Um fato importante a ser ressaltado que pode ser observado nos mapas é que pela posição geográfica e importância econômica, o Brasil possui territórios presentes em sete dos dez eixos: Capricórnio, Hidrovia Paraguai-Paraná, Amazonas, Escudo Guianense, Interoceânico Central, Mercosul-Chile e Peru-Brasil-Bolívia. Alguns eixos que se destacam são o Mercosul-Chile, constituindo a área mais desenvolvida do subcontinente em termos de infraestrutura, abarcando o sul-sudeste do Brasil e as capitais do Chile, Santiago, e da Argentina, Buenos Aires. Os eixos do Amazonas e Peru-Brasil-Bolívia também merecem atenção especial, pois grande parte do potencial hidrelétrico da região encontra-se nesses eixos, configurando uma oportunidade para empreendimentos binacionais.

Os projetos que recebem o apoio da IIRSA formam a chamada “carteira consensuada”. O documento “Carteira de Projetos 2016” divulgado pelo COSIPLAN, no qual a IIRSA atua como foro técnico, permite compreender a importância da iniciativa e as principais perspectivas e características dos projetos da carteira.

A carteira possui 581 projetos com um investimento estimado de US\$ 191.420,1 milhões, sendo que 482 projetos são nacionais (83%), 94 são binacionais (16,1%) e apenas 5 são multinacionais (0,9%). Em relação à modalidade de financiamento, 475 são de financiamento público, 71 privado e 35 público / privado.

Dos 581 projetos, 128 já foram concluídos, 178 estão em execução e 152 estão em pré-fase de execução. Outros 123 já foram incorporados à carteira por possuírem as características

exigidas, mas ainda estão em fase de análise. Dessa forma, a carteira ativa, isto é, os projetos que ainda estão em desenvolvimento, é composta por 453 projetos com investimento estimado de US\$ 163.291 milhões. Esse valor significa aproximadamente 2,5% do PIB da América do Sul em 2015 (FMI, 2015).

Nota-se uma participação importante de projetos de transporte, que configuram 518 dos projetos da carteira com um investimento estimado de US\$ 133.958,9 milhões, sendo que energia fica em segundo lugar com 56 projetos (9,6% da carteira) com um investimento estimado de US\$ 57.491,7 milhões, cerca de 30% do total.

Dentre os projetos de energia, 31 são de interconexão e 25 de geração. Os projetos de geração têm investimentos da ordem de US\$ 46.859,5 milhões, isto é, cerca de 81,5% do total. Os projetos de geração com maior destaque estão no eixo Peru-Brasil-Bolívia, com destaque para o complexo do Rio Madeira composto pelas usinas hidrelétricas Santo Antônio e Jirau com investimento estimado de US\$ 18.209 milhões e a hidrelétrica binacional Bolívia-Brasil no Rio Madeira que está em fase de análise e teria um investimento de US\$ 5.000 milhões.

Padula (2011) adota uma perspectiva crítica da IIRSA ao afirmar que grande parte dos projetos são direcionados às questões internas dos países e a conexão com o mercado global. Dessa forma, o impacto e a integração regional não seriam variáveis muito relevantes no momento de formação da carteira e definição de projetos prioritários. Mesmo com todos os problemas apresentados, como a definição dos projetos, sendo a maioria nacionais, e a metodologia dos EIDs, a iniciativa apresenta números robustos e configura-se como um vetor fundamental para o financiamento da integração da região.

CAPÍTULO 2 – SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: PASSADO, PRESENTE E FUTURO

Introdução-O papel do Estado no Setor Elétrico

A integração elétrica é um processo multidimensional que pode dar-se entre empresas elétricas de diferentes países, mas tem como principal vetor acordos firmados entre Estados, por meio de negociações políticas e diplomáticas bilaterais. Dessa forma, nessa introdução busca-se justificar a importância da atuação estatal no setor elétrico, para em seguida traçar um panorama histórico do SEB analisando a presença do Estado nesse processo.

O setor elétrico possui algumas características que o diferem de grande parte dos outros setores da economia. Dentre as características econômicas, pode-se destacar o fato de ser um setor com grande intensidade de capital e que os investimentos têm um prazo longo de maturação. Dessa forma, o planejamento é fundamental, visto que prever a demanda futura é um exercício constante para garantir o suprimento. Outra característica técnica fundamental, como apontam Pinto Júnior et al.(2007), é o fato de que a energia elétrica deve ser consumida no momento em que é gerada, isto é, a oferta e a demanda devem ser iguais e simultâneas, de modo, que a coordenação do sistema é um mecanismo complexo e fundamental.

Essas características fazem com que o setor elétrico seja um setor com forte interdependência com as políticas públicas no âmbito do financiamento, regulação e operação. D´Araujo (2009) mostra que o setor elétrico não pode ser entendido sob a ótica da concorrência perfeita, isto é, onde existem pequenos produtores atomizados tomadores de preços e não há grandes barreiras à entrada. Segundo a microeconomia neoclássica, caso o mercado de energia elétrica fosse considerado de concorrência perfeita, a intervenção estatal faria com que o equilíbrio se distanciasse do equilíbrio de Pareto. Entretanto, o fato do setor elétrico ser considerado uma indústria de rede onde estão presentes externalidades e um monopólio natural com elevadas economias de escala e escopo, mostram que transpor a lógica da concorrência perfeita para esse mercado não é uma visão adequada.

A abordagem microeconômica citada acima pode ser complementada por uma abordagem institucionalista, como a de Chang (1996). O autor aponta que em uma economia moderna há elevados custos de transação pela presença de uma série de ativos específicos. Ativos específicos são aqueles que sofrem grande desvalorização caso não sejam utilizados na sua função original.

Uma usina hidroelétrica é um exemplo de ativo específico, pois caso não seja usada para gerar energia sofrerá grande desvalorização.

O mercado promove somente mecanismos de coordenação ex-post, sendo que no caso dos ativos específicos é necessária uma coordenação ex-ante que só pode ser proporcionada pela ação do Estado. Dessa forma, no caso de ativos específicos o Estado deve atuar tanto na provisão de mecanismos de garantia de demanda (ex. leilões de energia elétrica com prazo de 15 a 20 anos) como atuar como gestor de conflitos que são inerentes aos ativos específicos e ao processo de desenvolvimento.

Segundo D´Araujo (2009), cada país deve decidir a melhor maneira de organizar seu setor elétrico, isto é, decidir qual setor da cadeia deverá ter maior participação do Estado, como será a regulação, entre outras questões. Essa decisão dependerá de realidades físicas, de mercado e institucionais. Portanto, na próxima seção se buscará mostrar como esses mecanismos foram se alterando ao longo do desenvolvimento do setor elétrico brasileiro, ou seja, do início em 1880 até a reforma de 2004 traçando um paralelo com a realidade macroeconômica do país nesses pontos do tempo.

2.1 – Panorama Histórico do Setor Elétrico no Brasil

2.1.1 1880-1930- O início da eletricidade e o domínio do capital estrangeiro

O primeiro período inicia-se com a chegada da eletricidade no Brasil até a crise dos anos 30. Nesse período, os municípios eram o poder concedente, sendo que a União praticamente não intervinha no setor. Como apontam Castro e Rosental (2016), no estágio de desenvolvimento que o país se encontrava não havia linhas de financiamento de longo prazo e os bens de capital eram importados. Dessa forma, o setor se consolidou como um monopólio privado com grande participação de capital estrangeiro.

Entre as empresas estrangeiras, pode-se destacar a canadense Light que explorava outros serviços urbanos além da distribuição de energia elétrica, como os bondes. Para Lamarão (2002), a “cláusula de ouro”, instituída em 1905, que previa a revisão das tarifas de acordo com a variação cambial para as empresas estrangeiras, foi um fator fundamental para a expansão da Light. Outro ponto importante era a capacidade dessas empresas de conseguir financiamento de

longo prazo nos seus países de origem, visto que essa modalidade de financiamento era escassa no país no período. Ao contrário da Light, muitas empresas de capital nacional tiveram problemas financeiros a partir de 1920 e foram sendo adquiridas pela Americana AMFORP, que passou a dividir o mercado com a Light. De 1920 a 1930, o país praticamente dobrou a capacidade instalada indo de 367 MW a 779 MW (SILVA, 2011, p. 28).

2.1.2 1930-1962- A entrada do Estado no SEB

O governo Vargas possuía um forte caráter nacionalista e centralizador, que se traduziu no setor elétrico no Código das águas promulgado em 1934. O principal ponto do código era o artigo 195 que dispunha que as autorizações ou concessões para geração hidráulica seriam conferidas exclusivamente a brasileiros ou empresas organizadas no Brasil. Portanto, o código inaugura um período em que a participação estatal e do capital nacional aumentará de forma expressiva no setor. (SILVA, 2011)

No final da Segunda Mundial, a demanda de energia elétrica está crescendo de maneira acelerado por conta do intenso processo de industrialização e urbanização. Com as novas medidas regulatórias que restringiam sua participação, as empresas estrangeiras diminuem seus investimentos, de modo que ocorre um processo de racionamento nas grandes cidades. A partir desse momento, consolida-se a idéia da necessidade da participação estatal na expansão da capacidade deveria ser feita pelo Estado por meio da criação de empresas públicas. (GOMES e VIEIRA, 2009). Nessa mesma linha, sublinham CASTRO e ROSENTAL (2016, p.1): “Assim, por conta da capacidade de alavancar recursos públicos e internacionais de longo prazo o Estado passa a planejar, construir e produzir energia elétrica garantindo assim segurança no suprimento deste insumo básico e estratégico”.

Dessa forma, no início do período democrático em 1946 até a criação da Eletrobrás em 1962, observa-se que todos os governos colocam o aumento da oferta de energia elétrica como prioridade em seus planos estratégicos. No âmbito do governo Federal foram criadas empresas importantes, como Furnas, e grandes projetos, como a Hidroelétrica do Vale do Paraíba e Paulo Afonso. Os governos Estaduais também atuaram no setor, principalmente comprando ativos estrangeiros no segmento de transmissão e distribuição. Um exemplo é a CEMIG criada em 1952.

A tabela 2 demonstra o forte crescimento da capacidade instalada e o aumento da participação estatal no período de 1952 a 1962.

Tabela 2 – Evolução da capacidade instalada de geração de energia elétrica por categoria de concessionário (1952- 1962)

Ano	Público		Privado		Total MW
	MW	%	MW	%	
1952	135,6	6,8	1635,5	82,4	1984,8
1953	171,1	8,1	1631,3	77,5	2104,9
1954	303,2	10,8	2159,6	77	2805,5
1955	538,5	17,1	2248,4	71,4	3148,5
1956	657,1	18,5	2551,9	71,9	3550
1957	681	18,1	2696,2	71,6	3767,4
1958	824,4	20,6	2742,8	68,7	3993,1
1959	968,5	23,5	2724	66,2	4115,2
1960	1098,9	22,9	3182,2	66,3	4800,1
1961	1341,5	25,8	3242,1	62,3	5205,2
1962	1791,9	31,3	3161,4	55,2	5728,2

Fonte: Lima, J. L. Estado e energia elétrica no Brasil: o setor elétrico no Brasil, das origens à criação da Eletrobrás (1890-1962), p.109.

2.1.3 1963-1979- O auge do modelo estatal e o primeiro grande projeto de integração elétrica

A criação da Eletrobrás em 1962, uma empresa verticalizada em geração e transmissão, foi um marco no setor. Para GOMES e VIEIRA (2002) as funções da estatal podem ser definidas da seguinte forma:

Nesse período, a principal organização desse campo era a Eletrobrás, que exercia influência sobre os demais atores sociais, porque era a proprietária das grandes empresas de geração e transmissão de energia elétrica, o agente de financiamento e planejamento setorial, o órgão de operação do sistema elétrico em quase todo o território nacional, o que lhe garantia uma clara posição de influência sobre as demais organizações. (GOMES e VIEIRA, 2002, p.309-310)

De 1967 a 1973, já sob o governo militar, o país obteve altíssimas taxas de crescimento industrial e do PIB, sem aceleração inflacionária e desequilíbrios externos, de modo que o período ficou conhecido como “milagre econômico”. Naturalmente a demanda por eletricidade cresceu rapidamente e a oferta logrou responder, sendo que a capacidade instalada praticamente dobrou (8.042 MW em 1967 para 15.354 MW em 1973) (LIMA, 1995, p. 144). A Eletrobrás teve

um papel central nesse processo favorecida pela grande quantidade de recursos que dispunha de três vetores distintos. Pode-se destacar o reajuste tarifário de cerca de 40% ocorrido em 1965, (LIMA, 1995) além dos recursos aportados pelo BNDE. Outra fonte de recursos era o capital externo, que nesse momento podia ser contratado por baixas taxas de juros, por conta da grande liquidez internacional.

O primeiro choque do Petróleo em 1973 interrompeu momentaneamente o processo de crescimento, mas o governo militar decidiu buscar manter o elevado crescimento por meio de um grande plano de investimentos públicos que visava superar os grandes gargalos estruturais da economia brasileira, conhecido como II PND. Dessa forma, o país almejava diminuir a dependência do petróleo e expandir a capacidade de geração de energia elétrica.

Nesse contexto, há a criação das usinas nucleares em Angra e principalmente o começo da construção da usina binacional de Itaipu em 1975. A construção de Itaipu Binacional, na época maior usina hidroelétrica do mundo em termos de capacidade instalada, configura um marco na integração elétrica da América do Sul, O caso de sucesso da Itaipu Binacional será discutido em detalhes na seção 3.4. Entretanto, o segundo choque do petróleo em 1979 e a elevação da taxa de juros nos E.U.A inauguram um período de instabilidade macroeconômica e do setor elétrico no Brasil.

2.1.4 1980-1992 – Crise, instabilidade e esgotamento dos mecanismos de financiamento

A moratória do México em 1982 fez com que os canais de financiamento externo para a América Latina diminuíssem de forma expressiva, de forma que as empresas do setor elétrico, em especial a Eletrobrás, perderam capacidade de investimento. Outro ponto importante nesse cenário foi que como muitos dos projetos do setor elétrico foram contratados a taxas de juros flutuantes, o choque de juros fez com que a trajetória da dívida explodisse.

A década de 80 também foi marcada pelas altas taxas de inflação e pelos sucessivos planos mal-sucedidos de combate da inflação. Muitos desses planos, como o Plano Cruzado, congelavam a tarifa de eletricidade, de modo que as distribuidoras tiveram seu equilíbrio econômico-financeiro prejudicado. Essa situação fazia com que as distribuidoras, cuja maioria pertencia aos estados, não pagassem para as geradoras, sendo que grande parte pertencia a

Eletrobrás. Essa situação instaurou uma crise institucional no setor, mostrando que esse modelo necessitava ser reestruturado. A Constituição Federal promulgada em 1988 também contribuiu para o agravamento da situação financeira do setor elétrico ao extinguir o Imposto Único Sobre Energia Elétrica (IUEE), cujos recursos eram destinados para investimento no setor elétrico. O imposto de renda para as empresas de energia elétrica também aumentou de 6% para 40%. (SILVA, 2011).

Dessa forma, a década foi marcada pelo alto nível de endividamento das distribuidoras e da Eletrobrás levando a uma queda expressiva dos investimentos, principalmente a partir de 1988, como mostra a tabela 3.

Tabela 3 – Investimentos no setor elétrico entre 1980 e 1991

	US\$ milhões	Varição anual (%)
1980	8.155	-
1981	8.624	5,75
1982	9.161	6,23
1983	7.045	-23,10
1984	6.312	-10,40
1985	7.037	11,49
1986	6.699	-4,80
1987	9.426	40,71
1988	7.793	-17,32
1989	6.402	-17,85
1990	5.515	-13,86
1991	3.979	-27,85

Fonte: Landi (2006, p.93)

2.1.5 1992 – 2002 – Das privatizações à crise energética

A década de 90 é marcada na América do Sul pela predominância das idéias neoliberais vinculadas ao Consenso de Washington que indicavam que a maneira para os países se tornarem desenvolvidos deveria ser baseada na formação de blocos regionais, liberalização comercial e privatização de setores da economia, entre os quais se incluía o setor elétrico.

O principal marco inicial nesse sentido é a criação do Plano Nacional de desestatização (PND) em 1992. Em 1993 é promulgada a lei nº 8631 que teve como principal função criar condições para se conciliar os débitos e créditos existentes entre todos os agentes do setor elétrico. (GOMES e VIEIRA, 2002)

Já no governo FHC, a lei das concessões em 1995 é editada, com o objetivo de privatizar e desnacionalizar o setor de infra-estrutura, no qual o setor elétrico está incluído. Dessa forma, buscava-se desverticalizar a cadeia produtiva, isto é, segmentando a cadeia com diferentes empresas participando na geração, transmissão e distribuição, aumentando a competição e permitindo que as tarifas se tornassem mais baixas. O processo de privatizações começa em 1996 principalmente pelas empresas de distribuição estaduais que passam a ser controladas pelo capital privado (SILVA, 2011)

Em 1996, no marco do modelo de agências reguladoras, foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A nova agência foi criada com o objetivo de analisar novas concessões, licitações e fiscalizar serviços prestados à população pelas empresas recém privatizadas (CASTRO, 2003). SILVA (2008, p.85) diz que “a reestruturação do setor estava baseada no princípio de que a eficiência no setor elétrico será assegurada através da competição, onde possível, e da regulamentação, onde necessária”.

Outras mudanças que ocorrem no processo de reestruturação foram a criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) que tinha a finalidade de realizar a operação interligada dos sistemas elétricos nacionais, a transferência do órgão financiador do setor elétrico da Eletrobrás para o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), a transferência do planejamento setorial da Eletrobrás para o MME e a inclusão da Eletrobrás e de suas empresas controladas no Programa Nacional de Desestatização (PND) (GOMES e VIEIRA, 2002)

Ao final de 2002, a privatização do setor elétrico ainda não tinha sido concluída, já que a geração e a transmissão de energia elétrica eram realizadas por empresas estatais, na maioria controlada pela Eletrobrás. Castro e Rosental (2016) afirmam que os investimentos privados, em sua maioria estrangeiros, foram feitos na compra de ativos privatizados e não na ampliação da capacidade produtiva. Portanto, as privatizações que tinham como objetivo central aumentar a competitividade no setor, estimulando novos investimentos em geração, transmissão e distribuição, não foi capaz de cumprir os objetivos delineados. O principal resultado foi a queda dos investimentos que resultou na crise de abastecimento em 2001.

Dessa forma em 2001, houve racionamento energético, pois a capacidade instalada não acompanhou o crescimento da demanda. O racionamento foi muito prejudicial para a economia

brasileira tendo um impacto significativo no PIB do ano. As razões desse processo são apontadas por CASTRO (2003):

O modelo do SE implantado pelo governo FHC, pretendia criar uma estrutura totalmente privatizada, retirando do Estado qualquer poder ou capacidade de ação. Nessa perspectiva, tentou-se estruturar um modelo em que a energia elétrica seria uma mercadoria sujeita ao livre jogo das forças do mercado. O resultado deste modelo foi a elevação substancial das tarifas, desmonte da capacidade de planejamento do setor, proibição para investimentos das empresas públicas, tudo isto contribuindo e culminando com a crise de oferta de 2001. (CASTRO, 2003, p.14)

Portanto, a crise de 2001 encadeará um processo de reflexão sobre o modelo a ser adotado que combine capital privado e estatal, operação centralizada e regulação. O novo modelo, que é vigente até hoje, será colocado em prática em 2003-2004. Na próxima seção se buscará descrever as principais características desse modelo.

2.2- Principais características do Setor Elétrico no Brasil a partir de 2003

2.2.1 A Reforma do setor elétrico de 2003-2004

A crise hídrica que resultou no “apagão” de 2001 estava estritamente ligada ao fato das privatizações não conseguirem prover mecanismos para o aumento do investimento no setor. Dessa forma, o novo governo empossado em 2003 buscou discutir um “novo modelo do setor elétrico” que seria uma “reforma da reforma dos anos 90”. Esse processo resultou na criação da lei nº 10848/04 que buscava criar um novo modelo baseado no tripé: modicidade tarifária, segurança no suprimento e marco regulatório estável. (COSTA, 2006). Também pode-se acrescentar uma preocupação do governo com a universalização do acesso à eletricidade que se materializou no programa “ luz para todos” (ANEEL, 2008). Como aponta Castro et al. (2015) mesmo que um país tenha um grande potencial elétrico, se não tiver mecanismos institucionais, regulatórios e comerciais adequados, a oferta de eletricidade poderá ser insuficiente.

Em termos institucionais, as principais mudanças foram a criação da Empresa de Planejamento Energético (EPE), responsável por estudos de planejamento de longo-prazo do setor e de viabilidade de projetos⁵, a criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

⁵ Disponível em: <http://www.epe.gov.br/acessoainformacao/Paginas/institucional.aspx> Acesso em: 9/11/2016 às 16h54min

(CMSE), cuja função é acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento energético em todo o território nacional ⁶. Também pode-se citar a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que substituiu o Mercado Atacadista de Energia (MAE), encarregada de viabilizar a comercialização de energia respeitando as regras existentes em cada área do setor. O Ministério de Minas e Energia (MME) recupera a função de formulador da política energética nacional.

Dessa forma, após a reforma os agentes institucionais do setor podem ser organizados em seis: MME, ANEEL, EPE, CCEE, CMSE e ONS. A geração e a transmissão continuam sendo feitas por concessionárias, incluindo o sistema Eletrobrás, que voltou a ter capacidade de investimento. Também cabe destacar a mudança no papel do BNDES. O banco havia sido o principal financiador das privatizações do setor elétrico, sendo que após a reforma consolida-se como o principal financiador da expansão do setor, com linhas de crédito específicas cuja garantia são o resultado dos leilões.

Portanto, o objetivo da reforma era criar um ambiente atrativo para novos investidores, tanto nacionais quanto internacionais, e ao mesmo tempo retomar a capacidade do Estado de planejamento da expansão do setor e também de concessão/autorização para novos projetos. (COSTA, 2006). Nessa mesma linha, Castro e Rosental (2016) afirmam que essa reforma consolida uma diminuição da posição do Estado como produtor, passando para funções de regulação e planejamento do setor elétrico.

No próximo tópico, será abordada como as mudanças nos mecanismos de leilões e nos ambientes de comercialização que vigoram até hoje foram vetores importantes para a modicidade tarifária e expansão do setor.

2.2.2 A importância dos leilões para a garantia do suprimento e modicidade tarifária

Os leilões para a contratação de energia elétrica pelas distribuidoras foram instituídos em 1996 na esteira do processo de privatização com o objetivo de aumentar a concorrência na geração. O vencedor dos leilões era aquele que oferecesse o maior valor pelo uso do bem público. Já a remuneração do vencedor era dada pelo custo marginal de curto-prazo, relacionado com a

⁶ Disponível em : <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cmse> Acesso em: 9/11/2016 às 17h00min

quantidade de água nos reservatórios. Entretanto, esse mecanismo foi fundamental para o colapso do sistema em 2001, visto que as geradoras não recebiam a remuneração adequada para ampliar sua capacidade de geração. Nesse sentido, SAUER (2015) resume esse processo:

A noção de o preço competitivo no mercado de MWh estar vinculado não a fatores de produção, como capital, trabalho, tecnologia, gestão, mas à aleatoriedade do comportamento da hidrologia, revelou a inviabilidade da estrutura competitiva nessas bases. A competição no mercado de MWh, com base no custo marginal de curto prazo, fortemente afetado pela hidrologia, revelou-se inviável num sistema com fortes características de monopólio natural, em que a cooperação constitui um fator superior à competição para buscar a operação e expansão otimizadas. (SAUER, 2015, p.1)

A Reforma instituiu os dois ambientes de contratação, regulado (ACR) e livre (ACL). O ACR tem como principais agentes os geradores e as distribuidoras. Nesse ambiente, as distribuidoras (consumidores cativos) devem contratar 100% da sua energia e o preço é resultante dos leilões. Já no ACL atuam os comercializadores e os consumidores livres sendo que os preços são negociados livremente (SILVA, 2011)

Dessa forma, os contratos do ACR são decididos por meio dos leilões que passaram por uma mudança significativa, sendo que os vencedores do certame são aqueles que oferecem o menor preço. Essa característica permitiu a expansão do sistema, o equilíbrio dinâmico entre oferta e demanda e a modicidade tarifária.

Os leilões contam com a participação de diversos agentes institucionais e tem como ponto de partida a estimativa de crescimento da demanda que as distribuidoras fazem para um horizonte máximo de cinco anos. A partir dessas estimativas, são realizados leilões que podem ter prazos de entrega da energia elétrica para um, três ou cinco anos, respectivamente chamados de A-1, A-3 e A-5.

O MME define a data em que o leilão ocorrerá e a CCEE e ANEEL definem o preço-teto por MWh que será estabelecido no leilão. Existem diversos tipos de leilões, sendo que existem quatro que são mais recorrentes⁷. Os leilões de energia existentes são aqueles que contratam energia de usinas que já estão em operação e por isso tem um prazo menor, como A-1. Os leilões de energia nova são aqueles para usinas que estão em fase de planejamento e construção e que já receberam autorização da ANEEL, de modo que são A-3 ou A-5. Os leilões de ajuste são aqueles

⁷ Disponível em : https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/tipos_leiloes_n_logado Acesso em: 12/11/2016 às 10h34min

em que as distribuidoras complementam o volume necessário ao atendimento do mercado. Por fim, os leilões de reserva são para as usinas que entrarão em operação, geralmente térmicas, que serão utilizadas caso as usinas da base do sistema, em especial hidrelétricas, não possam operar por conta da escassez de recursos hídricos. Também são organizados leilões especiais para energias renováveis não convencionais com o objetivo de tornar a matriz elétrica brasileira cada vez mais limpa. (ANEEL, 2008)

Os contratos recebidos pelos vencedores são de longo-prazo variando de 15 a 30 anos. Normalmente, as fontes térmicas possuem prazos menores e as hidroelétricas prazos maiores por conta das características desses empreendimentos. As térmicas podem ser instaladas rapidamente e possuem um custo de construção baixo. Já as hidroelétricas têm um custo de construção e amortização elevado, além de serem obras que demoram anos para serem realizadas. Os contratos dos vencedores dos leilões passam a servir de garantia para que o BNDES faça empréstimos de longo-prazo para a construção desses empreendimentos (CASTRO e ROSENTAL, 2016). Esse financiamento é feito sob a taxa de juros de longo-prazo (TJLP), a taxa mais baixa vigente no mercado financeiro brasileiro. Assim, o BNDES coloca-se como o principal órgão financiador do setor elétrico, ocupando o espaço da Eletrobrás no modelo estatal vigente até a Reforma dos anos 90.

O locus da competição deixa ser na geração sendo transportado para os leilões. Essa mudança foi central pelas características do setor elétrico brasileiro que pela predominância da hidroeletricidade, deve ser operado de maneira centralizada, sendo que a cooperação entre os diversos agentes na geração é mais importante que a competição. Os diferentes tipos de leilões também são essenciais para que o governo possa decidir qual o perfil desejado da matriz de acordo com estudos de planejamento de longo-prazo executados pela EPE (CASTRO et al., 2015)

Portanto, essas duas mudanças, isto é, a criação dos ambientes de comercialização regulado e livre em conjunto com as alterações nos leilões, foram centrais para a expansão do sistema com modicidade tarifária cumprindo os objetivos da Reforma de 2004. Outra mudança importante foi a criação de um mecanismo financeiro, a garantia física, que foi fundamental para a operação de um sistema centralizado e otimizado. As razões para a adoção da garantia física e suas relações com o processo de integração elétrica serão abordadas na seção 3.2.

2.2.3 A Matriz elétrica brasileira

A matriz elétrica brasileira tem como principal característica a predominância de ser uma matriz limpa e com baixo custo de geração, sendo que a hidroeletricidade representa grande parte da capacidade instalada. O Brasil foi o oitavo país do mundo que mais gerou energia elétrica em 2014 com 590,63 TWh atrás de China, EUA, Índia, Rússia, Japão, Canadá e Alemanha. Dentre esses, o Brasil é o que tem a matriz com maior participação de renováveis, superando 70%. Entretanto, quando analisamos o consumo per capita, o Brasil consome 2,58 MWh por habitante. Em comparação com outros países da América do Sul, o Brasil é superado pelo Chile (3,86 MWh), Uruguai (3,07 MWh), Argentina (3,05 MWh) e Venezuela (2,66 MWh). (IEA Energy Atlas, 2015). As tabelas 4 e 5 abaixo mostram o panorama geral da matriz elétrica brasileira em agosto de 2016 e a comparação com a matriz elétrica mundial em 2015.

Tabela 4 – Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil em 2016

Fonte	Número Usinas	Capacidade instalada (MW)	% da Capacidade Instalada
Hidráulica	1.247	95.835	64,5
Térmica	2.971	43.038	29
-Gás Natural	152	12.998	8,8
-Biomassa	533	14.031	9,5
-Petróleo	2.231	10.256	6,9
-Carvão	23	3.613	2,4
-Nuclear	2	1.990	1,3
-Outros	30	150	0,1
Eólica	395	9.660	6,5
Solar	43	23	0
Total	4.656	148.555	100

Fonte: Elaboração própria a partir do Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro de outubro de 2016.

Obs: A capacidade instalada é baseada no BIG- Banco de Informações de Geração (ANEEL)

Tabela 5- Participação das diferentes fontes na matriz elétrica brasileira e mundial em 2015

Fonte	Brasil (%)	Mundo (%)
Hidráulica	65,1	12,8
Térmica	29,5	79,7
-Gás Natural	8,8	26
-Biomassa	9,4	3,1
-Petróleo	7,2	2,3
-Carvão	2,6	29,9
-Nuclear	1,4	18,3
Eólica e solar	5,4	7,5
Total	100	100

Fonte: Elaboração própria a partir do Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro de dezembro de 2015 e Key Electricity Trends (IEA, 2016)

A partir da análise dessas tabelas pode-se compreender algumas peculiaridades da matriz elétrica brasileira, sendo que a principal diferença é a baixa participação das fontes térmicas em relação ao resto do mundo. As fontes térmicas possuem a vantagem de ter alta liquidez energética, isto é, um pronto acesso ao serviço energético provido pela eletricidade na quantidade, instante e local desejados por esse consumidor. Entretanto, o processo de mudança climática marcado pelo aquecimento global causado pela emissão de CO₂ dos combustíveis fósseis, torna necessário o processo de transição elétrica, isto é, a mudança da matriz de geração elétrica com predominância de fontes térmicas na direção das renováveis (BICALHO, 2016).

Dessa forma, Bicalho (2015) afirma que pode-se considerar que a transição para uma matriz elétrica com menor emissão de dióxido de carbono encontra-se em um estágio avançado no Brasil. Entretanto, as renováveis, como a eólica e a solar, têm como uma de suas principais características a intermitência, isto é, nem sempre estão disponíveis no momento em que se necessita delas, isto é, não há irradiação solar e não há vento a todo o momento, por exemplo.

Já a energia hidráulica, pode ser considerada renovável, mas não intermitente, mesmo que seja dependente da disponibilidade de um recurso natural. As novas usinas hidrelétricas que estão sendo construídas não possuem reservatório, de modo que o desafio da geração simultânea ao consumo torna-se cada vez mais complexo.

A predominância da hidroeletricidade na matriz brasileira faz com que o sistema elétrico necessite de um backup, isto é, alguma fonte que possam entrar em operação quando não chover

ou os reservatórios estiverem vazios. Quem cumpre esse papel são justamente as usinas térmicas por possuírem elevada liquidez energética. Dessa forma, por mais paradoxal que possa parecer esse processo, quanto mais renováveis adicionamos na matriz também será necessário aumentar a participação das térmicas. A tabela 6 busca sintetizar esse processo.

Tabela 6 – Evolução das diferentes fontes do SEB entre 2009 e 2016

Período	Hidráulica			Térmica			Eólica		
	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Disponível (%)	Variação em relação ao ano anterior (%)	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Disponível (%)	Variação em relação ao ano anterior (%)	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Disponível (%)	Variação em relação ao ano anterior (%)
out/09	78.261	74,01	-	26.879	25,42	-	602	0,57	-
out/10	80.066	72,12	2,31	30.120	27,14	12,06	835	0,75	38,70
out/11	82.073	70,80	2,51	32.686	28,21	8,52	1.164	1,00	39,40
out/12	83.437	69,75	1,66	34.428	28,79	5,33	1.747	1,46	50,09
out/13	85.563	68,40	2,55	37.325	29,90	8,41	2.137	1,70	22,32
out/14	88.271	66,90	3,16	39.493	29,90	5,81	4.228	3,20	97,85
out/15	90.620	65,10	2,66	41.951	30,10	6,22	6.680	4,80	57,99
out/16	95.835	64,50	5,75	43.038	29,00	2,59	9.660	6,50	44,61

Fonte: Elaboração própria a partir do Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro de Outubro

Os números da tabela permitem compreender alguns fenômenos importantes. O número que mais “impressiona” é o forte aumento da participação da fonte eólica. Essa fonte é considerada uma fonte renovável não convencional e vêm se tornando mais competitiva nos leilões promovidos nos últimos anos. Os leilões fixam que as empresas vencedoras devem utilizar equipamentos com uma determinada porcentagem de conteúdo nacional. Essa medida em conjunto com linhas de financiamento específicas do BNDES estão permitindo um desenvolvimento da indústria eólica, principalmente com a instalação de empresas estrangeiras no país. (PODCAMENI, 2014)

As fontes hidráulica e eólica operam na base do sistema, isto é, tem prioridade na ordem de despacho do ONS. Entretanto, pela característica de sua disponibilidade estar relacionada a um recurso natural, como citado acima, é necessário que haja um backup no sistema, papel desempenhado pelas térmicas. Entretanto, as térmicas são poluidoras e tem um custo variável muito superior a outras fontes, de modo que o uso em excesso das térmicas tem um impacto significativo na tarifa, como foi verificado no biênio 2014-2015 quando as hidroelétricas passavam por dificuldades na geração.

Uma maneira de atenuar os custos desse processo é por meio do uso de térmicas de ciclo combinado, tendo como principal combustível o gás natural. O gás natural é menos poluente e tende a ser uma fonte com um custo variável menor em relação ao óleo diesel e carvão.

O cenário futuro apresenta duas grandes possibilidades de aumento da oferta de gás natural. A primeira são os investimentos no pré-sal com o uso do gás associado, com menor custo de produção, e a segunda é a intensificação do uso do gasoduto Brasil-Bolívia. A principal dificuldade no caso do pré-sal é que a indústria do gás natural é uma indústria de rede, de modo que é necessária a construção de gasodutos para transportar o gás ao continente. No momento, parte desse gás está sendo reinjetado nos reservatórios de petróleo por conta da ausência de infraestrutura de transporte⁸. A oferta de gás natural no Brasil em agosto de 2016 foi, em média, 83,64 milhões de m³ por dia, sendo que, em média, 28,46 de m³ por dia foram usados para a geração elétrica. Do total da oferta, cerca de 35% são importados da Bolívia. (MME, 2016)

Na próxima seção, será discutido o futuro da matriz elétrica no Brasil para os próximos oito anos analisando as particularidades do sistema e os mecanismos de expansão.

2.3 – O futuro do Setor Elétrico Brasileiro e a necessidade de complementaridade

Segundo estimativas da EPE no Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 elaborado em 2014 e publicado em 2015 com o horizonte temporal de 2024, o consumo de eletricidade crescerá em média 4,2% ao ano no período. O crescimento médio anual da carga de energia do Sistema Interligado Nacional (SIN) será de aproximadamente 3,8% ao ano. Essa diferença será suprida pelas usinas auto-produtoras e pela importação de energia firme. Analistas afirmam que essas estimativas são muito otimistas, visto que em 2014 a EPE não previu uma queda tão acentuada no crescimento econômico como se verificou em 2015-2016.

Em 2024, a previsão é que haverá 206.447 MW de capacidade instalada, um aumento de 55% em relação a 2014. Em termos regionais, a maior expansão ocorrerá no Norte, que irá de 18.242 MW para 45.353 MW, um aumento de 149%. As usinas hidrelétricas de Belo Monte, Jirau, Santo Antônio e São Luiz do Tapajós explicam boa parte desse aumento.

⁸ Disponível em: <http://www1.folha.uol.com.br/mercado/2016/04/1757104-pre-sal-faz-petrobras-reinjetar-mais-gas-natural-no-subsolo.shtml>. Acesso em: 14/11/2016 às 14h54min.

O Brasil já teria explorado cerca de 32,41% do seu potencial hidrelétrico, sendo que ainda restaria cerca de 175 GW a ser explorado (OLADE, 2013). A tabela 7 busca mostrar como a fonte hidráulica seguirá sendo predominante na matriz elétrica brasileira, mas perderá espaço para as outras renováveis, que podem ser agrupadas em biomassa, eólica, pequenas centrais hidrelétricas e solar. As térmicas, sendo que foi usado o gás natural como Proxy por ser a fonte com maior participação, mais competitiva e com maior capacidade de expansão, aumentarão sua participação de maneira moderada.

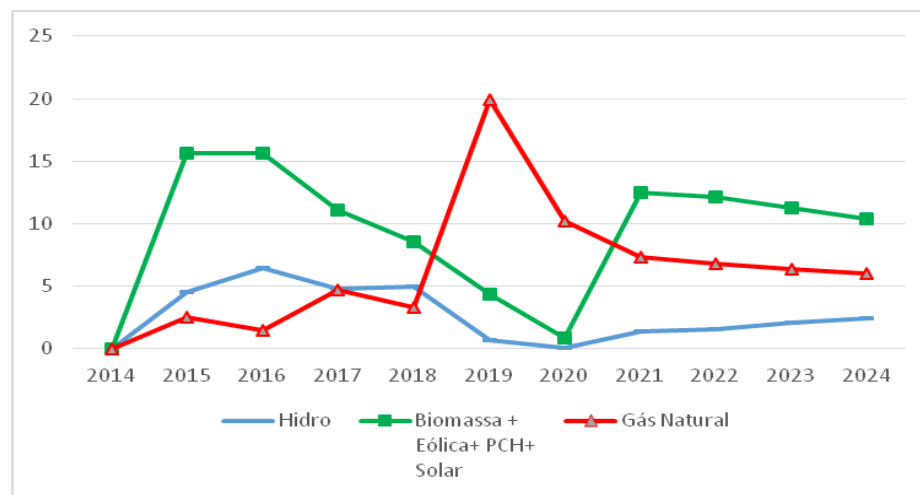
Tabela 7 – Participação das Fontes (Hidráulica, Renováveis e Gás Natural) em 2014, 2020 e 2024

	Renováveis		
	Hidro	Renováveis não convencionais	Gás Natural
2014	62,30%	16,17%	8,31%
2020	58,76%	20,97%	9,45%
2024	53,27%	27,34%	10,28%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do PDE 2024, EPE

O gráfico 1 destaca também que as principais fontes terão crescimento positivo ao longo do período, ainda que o ritmo da expansão da hidráulica seja bastante inferior ao das renováveis não convencionais e do gás natural. As renováveis não convencionais se expandirão na maior velocidade, cerca de 12% ao ano em média, superando o gás natural em todos os anos, com exceção dos anos 2019 e 2020.

Gráfico 1- Variação Percentual Anual da capacidade instalada por fontes: 2014-2024



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do PDE 2024, EPE

Esse cenário reflete as previsões de Castro et. al. (2010) e Dantas (2013) que apontam o desafio da complementaridade que se colocará na gestão do setor elétrico brasileiro. Como sublinhado acima, grande parte do potencial hídrico encontra-se na região Norte, sendo que a expansão hidráulica se desenvolverá nessa região. A região Norte possui uma topografia plana, de modo que a construção de reservatórios de regularização exigiria o alagamento de grandes áreas. O alagamento de grandes áreas gera um impacto socioambiental de proporções relevantes, de modo que a legislação de licenciamento ambiental tornou-se mais rigorosa nesse sentido. Dessa forma, as usinas que estão sendo e serão construídas na região serão as chamadas usinas a fio d' água, isto é, são usinas que não possuem reservatórios, como é o caso das usinas de Belo Monte (Rio Xingu) e Jirau (Rio Madeira).

O fato de não possuírem reservatórios faz com que possuam uma capacidade de geração reduzida no período seco do ano na região, entre os meses de junho e dezembro, ou seja, no segundo semestre. Assim, faz-se necessário que outras fontes tenham capacidade de gerar energia suficiente para o suprimento da demanda do SIN. Podem ser apontados três caminhos complementares, isto é não excludentes, que serão detalhados adiante para superar, em parte, esse desafio: i) intensificação do uso de fontes renováveis não convencionais, como eólica, solar e biomassa; ii) uso das térmicas que atuam como backup no sistema; e iii) integração elétrica com países da América do Sul, principalmente com aqueles que possuem regimes pluviais complementares.

Dentre as fontes renováveis que podem operar na base do sistema, destaca-se a eólica, que apresenta grande capacidade de crescimento nos próximos anos. DANTAS (2013) afirma que o potencial eólico a 100 metros de altura é de cerca de 300 GW. Grande parte desse potencial localiza-se na região Nordeste, sendo que os melhores ventos para a geração eólica, isto é, aqueles com maior altura, constância e variação de direção, encontram-se no segundo semestre do ano, justamente quando a eólica é mais necessária, de modo que pode ser considerada uma fonte complementar à hidráulica.

Outras possibilidades no campo das renováveis são a bioeletricidade, em especial a sucroenergética e a solar. As usinas sucroenergética que produzem etanol e açúcar estão concentradas basicamente na região Centro-Sul, sendo que a colheita de cana ocorre principalmente no segundo semestre do ano (DANTAS, 2013). Outra vantagem dessa fonte é que

é considerada de geração distribuída e está próxima dos principais centros de carga do país, diminuindo os custos de transmissão.

Já a solar, possui uma participação muito pequena na matriz hoje, inferior a 0,1% (MME, 2016), mas possui perspectiva de expansão com o desenvolvimento tecnológico de painéis solares mais eficientes. O maior potencial solar encontra-se no Nordeste, sendo que a irradiação solar é mais intensa também no segundo semestre do ano. A solar também é uma fonte de geração distribuída e compartilhada, sendo que traz novos desafios para a gestão da rede, visto que o consumidor também pode vender energia para a rede. Outra possibilidade é o uso da solar e da eólica offshore na costa Brasileira. Essa tecnologia não está desenvolvida no Brasil, mas já está presente em outros países, como o Japão, apresentando bons resultados.

Dessa forma, observa-se que as renováveis podem ser complementares e atuarem na base. Já as térmicas que atuam como backup, portanto, na ponta, também podem ser complementares, mas apresentam a desvantagem da elevação do custo monetário e o aumento da emissão de dióxido de carbono. Dessa forma, as térmicas a gás como descrito acima apresentam uma solução mais eficiente do que as térmicas a óleo.

Por fim, outra importante solução que se apresenta é a intensificação do processo de integração elétrica na América do Sul. Esse processo que já foi contextualizado e definido em detalhes no primeiro capítulo apresenta uma série de vantagens em termos de garantia no suprimento e em diminuição dos custos agregados do sistema. No sentido da complementaridade, deve-se priorizar a construção de hidroelétricas em regiões que tenham um regime de chuvas complementar ao Norte do Brasil. O Rio Uruguai, por exemplo, apresenta os maiores índices pluviométricos em meses do segundo semestre do ano. Assim, o processo de integração elétrica apresenta uma série de possibilidades além do compartilhamento de hidrelétricas, que também podem ser exploradas de forma a complementar a matriz nacional.

No próximo capítulo, será feito um panorama da integração elétrica no subcontinente enfatizando o papel do Brasil nesse processo, os principais projetos já realizados e quais projetos ainda podem ser viabilizados. Na conclusão, se buscará mostrar como dadas às condições de expansão do setor elétrico brasileiro, a integração elétrica pode ser um vetor importante para atingir esse objetivo com modicidade tarifária.

CAPÍTULO 3– INTEGRAÇÃO ELÉTRICA NA AMÉRICA DO SUL E O PAPEL DO BRASIL

Introdução

Nesse capítulo se buscará traçar um panorama da integração elétrica no subcontinente buscando enfatizar a participação do Brasil nesse processo. Para tal, o capítulo está dividido em cinco seções. Na primeira, será retratada a integração elétrica na região, ressaltando sua trajetória, as especificidades da matriz elétrica da América do Sul e o potencial de complementaridade. Na segunda seção, o texto focará nas dificuldades do processo enfatizando os principais desafios para a integração elétrica no subcontinente, mostrando que o próprio modelo comercial brasileiro impede a criação de um mercado comum de eletricidade semelhante aos existentes na Europa. Entretanto, a participação do Brasil segue sendo central com o país exercendo uma função de “agente catalisador” nesse processo (CASTRO, 2010). Esse será o tema da seção três. Já na quarta seção, serão verificados os avanços da integração elétrica ao analisar os casos bem sucedidos que contaram com a participação do Brasil. Por fim, na quinta seção serão avaliados os empreendimentos com participação brasileira que podem ser executados, salientando o impacto em termos de geração no Sistema Interligado Nacional (SIN).

3.1 Panorama da Integração Elétrica na América do Sul

3.1.1. Contexto histórico e trajetória

O processo de integração elétrica na região pode ser dividido em duas fases distintas, tendo como principal fator de delimitação entre as duas a participação do Estado. A primeira fase deu-se nas décadas de 70 e 80 em um período marcado pelo predomínio de empresas estatais verticalizadas em geração e transmissão com capacidade para realizar grandes investimentos. Nesse sentido, as principais iniciativas foram de projetos binacionais buscando aproveitar o potencial hidrelétrico de rios caudalosos de fronteira. (OXILIA e FAGÁ, 2006). As usinas hidrelétricas de Itaipu (Brasil-Paraguai), Yaciretá (Argentina-Paraguai) e Salto Grande (Argentina-Uruguai) são marcos desse processo. Nuti (2006) afirma que os projetos se iniciavam com a constituição de um Tratado Internacional específico regido pelo direito público internacional criando uma empresa binacional, sendo que cada país teria direito ao uso de

determinada quantidade de energia e as regras de venda de excedentes entre os países estaria pré-determinada nesses documentos.

Nesse período, também se observam as primeiras construções de interconexões elétricas, tal como o acordo da distribuidora paranaense COPEL que fornecia energia para algumas cidades do estado, por meio da central hidrelétrica paraguaia Acaray. Entretanto, essa interconexão deixou de ser utilizada a partir de 2007. (ONS, 2016) Outro empreendimento relevante desse período foi a construção do gasoduto entre a Argentina e a Bolívia em 1972 com o objetivo de fornecer gás natural para a geração termoelétrica na Argentina. O gasoduto segue operando, apesar de um fluxo muito baixo a partir da década de 70 e da interrupção entre 1999 e 2004. Desde 2006, com a crise energética na Argentina, o gasoduto voltou a operar com fluxo contínuo (FUSER, 2015).

Em suma, essa fase foi marcada pela predominância do capital estatal no financiamento de projetos hidrelétricos binacionais que exigiam grandes investimentos em um momento que a demanda por eletricidade nesses países crescia exponencialmente com a urbanização e a industrialização. A importância dessa fase pode ser demonstrada pelo fato de Itaipu e Yaciretã seguirem como os projetos de integração elétrica com maior capacidade de geração, respectivamente 14.000 MW e 3.200 MW (CIER, 2015).

A segunda fase ocorre a partir da década de 90 com a reestruturação do setor elétrico nos países da região marcada pelas privatizações e desverticalização da cadeia, isto é, empresas diferentes atuando na geração, transmissão e distribuição. As privatizações se centraram muito mais na compra de ativos do que na expansão da capacidade de geração e transmissão, como apontado no capítulo 2. Dessa forma, a década de 90 e o início dos anos 2000 são caracterizados pela ausência de grandes projetos hidrelétricos, sendo a expansão da capacidade instalada liderada pelas termoelétricas, principalmente no Brasil, Argentina e Chile (OXILIA e FAGÁ, 2006). Como forma de suprir a demanda por gás natural, um dos principais combustíveis das usinas termelétricas, uma série de gasodutos foram construídos entre os países. A principal diferença entre as duas fases é a crescente participação de empresas privadas no processo de integração elétrica, além de uma ênfase maior na integração de mercados, com a construção de diversas linhas de transmissão para exportação de excedentes de geração, de modo que a confiabilidade do suprimento aumentou.

Fuser (2015) não limita sua análise às duas fases, afirmando que o processo de integração elétrica no subcontinente já se encontraria em uma terceira fase. Essa terceira fase é marcada pela retomada da capacidade de planejamento e financiamento dos Estados no setor elétrico. Assim, grandes projetos hidrelétricos voltam à pauta, como às usinas brasileiras na região Norte e outros projetos muito importantes, mas de menor extensão, como a usina hidrelétrica equatoriana Coca Codo Sinclair financiada pelos chineses e inaugurada em 2016 que tem capacidade instalada para suprir 30% da demanda de eletricidade do país⁹. Projetos de hidrelétricas binacionais voltam a ser discutidos, com destaque no caso brasileiro para as hidrelétricas no Rio Madeira em parceria com a Bolívia que será detalhado na seção 3.5.

Outra característica importante dessa nova fase é a revisão de tratados firmados anteriormente, tal como o Tratado de Itaipu. Segundo Fuser (2015, p.13): “os acordos passaram por um processo de revisão, com a adoção de novas regras consideradas mais justas do ponto de vista dos Estados fornecedores de recursos naturais”.

Logo, a terceira fase citada pelo autor mostra novos elementos importantes em relação ao cenário anterior, mas necessita de consolidação dos projetos citados para se solidificar, sendo que a crescente participação do capital privado no setor permanecerá. Iniciativas conjuntas com financiamento privado de iniciativas multisetoriais, como a IIRSA, também podem ser elementos essenciais para a ampliação do processo de integração elétrica na região.

3.1.2. Potencial de Complementaridade e Especificidades da Matriz Elétrica do Subcontinente

A América do Sul se caracteriza por ser uma região com grande riqueza e diversidade de recursos naturais, sendo que esses recursos estão distribuídos de maneira heterogênea pelo território. No setor elétrico, a região possui uma vantagem em relação ao resto do mundo por ter grande parte de sua energia gerada por usinas hidrelétricas, representando uma de fonte baixo custo e não poluente. A América do Sul possui 22% das reservas mundiais de petróleo, 4% das reservas de gás natural e grande potencial em energia eólica e solar (BIATO et al, 2016). A tabela 8 sinaliza a matriz elétrica dos países e da região por tipo de fonte.

⁹ Disponível em: <http://www.elcomercio.com/actualidad/coca-codo-sinclair-hidroelectrica-china.html> Visualizado em 04/01/2017 às 14h15min

Tabela 8 – Participação da capacidade instalada por tipo de fonte na América do Sul em 2014

País	Hidráulica(%)	Térmica (%)	ERNC (%)	Total (MW)
Argentina	28,47	70,90	0,64	35.354
Bolívia	24,93	73,46	1,61	1.865
Brasil	66,60	19,29	14,11	133.930
Chile	33,54	58,97	7,49	19.298
Colômbia	69,67	30,21	0,11	15.673
Equador	42,11	54,46	3,44	6.023
Paraguai	99,74	0,26	0,00	8.833
Peru	32,69	63,80	3,51	11.203
Uruguai	42,90	32,47	24,63	3.585
Venezuela	48,10	51,90	0,00	30.980
América do Sul	53,47	35,63	10,90	266.744

Fonte: Elaboração própria a partir da Síntesis Informativa Energética de Los Países de la CIER, CIER, 2015

A tabela 8 ratifica a importância da hidroeletricidade para o subcontinente, na medida em que essa fonte representa cerca de 53,5% da capacidade instalada. Esse número é bastante influenciado pela participação brasileira no total da capacidade instalada da América do Sul (50,2%). Outros países que se destacam em geração hidráulica são o Paraguai, que praticamente produz toda a sua energia por meio das duas hidrelétricas binacionais, e a Colômbia. A tendência é que esse número aumente no caso colombiano, pois o maior projeto hidrelétrico do país, a usina hidrelétrica Ituango com potência instalada de 2.400 MW entrará em operação em 2018. As obras de engenharia da usina estão a cargo de uma construtora brasileira, a Camargo Corrêa¹⁰.

Em relação às energias renováveis não convencionais (ERNC), além do Brasil, o Uruguai (479 MW) e o Chile (737 MW) se destacam pela capacidade instalada em eólica. O Chile também chama a atenção por ser o país da região com maior capacidade instalada de energia solar com 231 MW. Quanto à biomassa, o Brasil é o único país da região que aproveita esse recurso efetivamente, sendo que o Uruguai está começando a se aprimorar nessa fonte que já tem uma capacidade instalada de 403 MW. O Uruguai é um exemplo interessante, pois em 2012 foi o país que mais investiu em ERNCs no mundo em relação ao PIB, cerca de 3%. (WWF, 2014)

Os principais países que se destacam pela participação da capacidade instalada de usinas térmicas no total da matriz são Argentina e Bolívia. Os dois países possuem importantes reservas de gás natural, sendo que a Argentina compra gás natural boliviano para geração elétrica por

¹⁰ Disponível em: <http://www.hidroituango.com.co/index.php/datos-tecnicos>. Acesso em: 05/01/2017 às 02h42min

meio de um gasoduto. A principal diferença é que a Argentina tem uma capacidade instalada maior de térmicas de ciclo combinado enquanto na Bolívia predominam as de ciclo aberto.

A Venezuela é o país da América do Sul que possui a maior quantidade de reservas provadas de gás natural, mas não utiliza esse recurso para a geração elétrica, visto que reinjeta o gás natural para aumentar a produção de petróleo, seu principal produto de exportação. O Brasil é o segundo país com maior reserva provada, sendo que esse recurso deve ser usado para geração elétrica, representando um importante fator de complementaridade da matriz nacional. (CIER, 2015).

Outra característica é que ainda há um grande potencial hidrelétrico a ser explorado na região, de modo que essa fonte deve seguir sendo predominante na matriz do subcontinente durante as próximas décadas. A tabela 9 sintetiza esse processo.

Tabela 9– Potencial hidrelétrico dos países da América do Sul em 2014

País	Potencial Hidro (MW)	Capacidade Instalada (MW)	Aproveitado (%)
Argentina	40.400	10.064	24,91
Bolívia	40.000	465	1,16
Brasil	260.093	89.194	34,29
Chile	25.156	6.472	25,73
Colômbia	93.000	10.920	11,74
Equador	25.150	2.536	10,08
Paraguai	12.516	8.810	70,39
Peru	58.397	3.662	6,27
Uruguai	1.815	1.538	84,74
Venezuela	46.000	14.900	32,39
América do Sul	602.527	148.561	24,66

Fonte: Elaboração própria através de CIER (2015)

A tabela 9 mostra que apenas um quarto do potencial hidrelétrico da região foi explorado. Parte significativa desse potencial encontra-se na Bacia Amazônica, a maior bacia hidrográfica do mundo e que atravessa oito países da região: Brasil, Bolívia, Suriname, Guiana, Venezuela, Equador, Peru, Colômbia. Assim, existem diversas possibilidades de empreendimentos conjuntos nessa região, sendo que ela possui algumas especificidades como sua topografia plana e restrições ambientais, de modo que as hidrelétricas não terão reservatório. Parte dessa questão pode ser solucionada pela integração elétrica visto que há complementaridade de regime de

chuvas entre a parte sul e a parte norte do subcontinente. Nessa linha, FRAGA et al (2014) sublinham:

Considerando a diversidade das vazões hidrológicas das bacias hidrográficas da região, projetos de integração com a otimização da geração hidroelétrica poderiam trazer benefícios como o aumento da confiabilidade e da segurança do suprimento e a redução dos custos de operação.(FRAGA et al, 2014, p.60)

Outro aspecto que deve ser ressaltado que favorece a complementaridade é o período do ano em que a demanda por eletricidade dos países da região atinge seu ponto máximo. Brasil e Argentina registraram em 2014 a demanda máxima nos meses de janeiro e fevereiro, respectivamente, enquanto os outros sete países mais importantes da região (não há dados para a Venezuela) atingiram a demanda máxima em meses do segundo semestre do ano (CIER, 2015). Em relação aos diferentes períodos do dia não há grande complementaridade, visto que não há grande diferença de fuso-horário entre os países, de modo que a demanda de pico é coincidente.

Portanto, a América do Sul é uma região com grande capacidade de geração elétrica por meio de diversas fontes. Entretanto, alguns países ainda importam muitos combustíveis resultando em tarifas elevadas, como é o caso do Chile, que possui a tarifa residencial mais cara da América Latina (CASTRO et al, 2015). O Peru, por exemplo, teve uma oferta adicional de eletricidade na casa de 50% em 2016¹¹. Caso os setores elétricos desses países vizinhos estivessem integrados, essa situação não ocorreria. O Peru seria beneficiado com a receita de exportação e os consumidores chilenos teriam uma tarifa menor. Contudo, uma série de obstáculos e desafios se colocam para a integração elétrica da América do Sul. Esse será o tema da próxima seção.

3.2- Os desafios da Integração: O que falta para um mercado comum de eletricidade?

O consumo final de eletricidade na América Latina e Caribe¹² aumentou 5,4% ao ano entre 1971 e 2013 alcançando 1.333 TWh em 2013. As previsões do BID indicam um crescimento anual de 2,4% ao ano entre 2014 e 2040. A previsão para o Brasil é de 2,5% ao ano (próximo da média da região), enquanto Chile e Colômbia têm taxas maiores, respectivamente,

¹¹ Disponível em: http://elcomercio.pe/economia/negocios/chile-buscara-lograr-integracion-energetica-peru-este-ano-noticia-1876571?ref=flujo_tags_2468&ft=nota_21&e=titulo Acesso em: 07/01/2017 às 23h17min

¹² Usou-se dados da América Latina e Caribe, pois não há estudos de previsão de demanda por eletricidade para a América do Sul

3,3% e 3,4%. Dessa forma, o ritmo de crescimento da demanda diminuirá, mas em 2040 serão necessários 2970 TWh para suprir a demanda, um aumento de 91% em relação à 2013. Um dado que dimensiona a magnitude desse processo é que para suprir essa demanda em 2040 seria necessária construir 18 usinas com a capacidade de geração de Itaipu (BID, 2016).

Uma das razões que explica a menor taxa de crescimento anual do consumo final de eletricidade é a estrutura econômica da região que passa por um processo de avanço do setor de serviços e queda da participação da indústria no PIB. Esse processo está relacionado a reprimarização da pauta exportadora pelo “efeito China” com o “boom” das commodities e diminuição da competitividade das indústrias da região. Assim, o processo citado acima e as medidas e inovações tecnológicas que visam diminuir as perdas e aumentar a eficiência no uso da energia levarão a uma queda de 17% da intensidade energética (uso total de energia / PIB) na região entre 2014 e 2040.

Outro desafio que se coloca para o subcontinente é que a expansão da capacidade instalada deve levar em conta a inclusão elétrica, visto que há países com baixas taxas de eletrificação, como a Bolívia (89,5%) e o Peru (92,9%) (CIER, 2015). No caso do Brasil, 99,5% dos habitantes tem acesso à eletricidade. Entretanto, 1.012.008 pessoas em 2014 ainda não tinham acesso a esse bem fundamental para o exercício pleno da cidadania (BID, 2016).

Portanto, são múltiplos os desafios que se colocam para garantir o suprimento elétrico para toda a população do subcontinente. Nesse contexto, a integração elétrica pode ser uma das soluções, na medida em que tem como vantagens a segurança energética e a capacidade de viabilizar grandes projetos pelo aumento da escala dos mercados. Entretanto, existem muitas barreiras para a integração elétrica na região, sendo que as principais serão citadas abaixo.

As assimetrias econômicas, das normas regulatórias e comerciais que regem os setores elétricos constituem as principais barreiras. Do ponto de vista econômico, os países da região são bastante heterogêneos. Um dado que ilustra esse cenário é o fato do PIB per capita do Chile (US\$ 24.170) ser quase quatro vezes maior que o da Bolívia (US\$ 6.530) em 2015. No caso do Brasil (US\$ 15.518), o PIB per capita é bastante próximo da média da América do Sul (US\$ 15.864). Contudo, o PIB brasileiro representa 48,2% do PIB da América do Sul (FMI,

2015). Essa assimetria gera visões defensivas dos países menores sobre possíveis intenções expansionistas dos países mais poderosos da região (BIATO et al, 2016).

Outro ponto que pode ser destacado é que muitos países da região utilizam amplamente preços administrados e subsídios na geração no setor elétrico, de modo que as diferentes políticas tarifárias e de remuneração dos geradores são um entrave nesse processo. Um caso alarmante nesse sentido é a Venezuela que aplicou cerca de 3% do PIB em subsídios a eletricidade em 2013, mesmo que existam evidências que esse subsídio é apropriado pelas camadas de renda mais alta da sociedade venezuelana (BID, 2016)

Em relação à regulação, os modelos regulatórios são incompatíveis entre os países, tendo como exemplo a legislação ambiental, um ponto determinante para empreendimentos hidrelétricos, é bastante distinta entre os países em relação ao rigor, sendo que a legislação brasileira é uma das mais rigorosas da região. Assim, para FUSER (2015, p.18): “a adoção de princípios que possibilitem a harmonização regulatória da região é fundamental para o avanço da integração”.

O histórico de quebra de contratos no setor elétrico na região é um fato que afasta o investidor privado e coloca inseguranças jurídicas para o processo de integração. O maior exemplo nesse sentido foi a interrupção no fornecimento de gás natural da Argentina para o Chile em 2004 que acarretou em um “apagão” no país, pois as termoelétricas chilenas ficaram sem combustível. Outro fator que traz insegurança são rivalidades políticas históricas entre alguns países da região, sendo que atualmente o conflito mais evidente é entre a Bolívia e o Chile, visto que os bolivianos buscam retomar a saída para o Pacífico que perderam em um Tratado de 1904.

Como apontado no capítulo 1, a integração elétrica apresenta uma série de vantagens para o setor elétrico. Entretanto, o fato dos países se tornarem mais interdependentes entre si, faz com que percam graus de autonomia na gestão do setor elétrico. Como aponta Salguero (2016), por mais que os Estado da região reconheçam os benefícios da integração elétrica, existe uma grande resistência pelo fato de acreditarem que esse processo pode acarretar em perda de soberania em recursos estratégicos. Para Biato et al (2016), essa postura é prejudicial para o processo de integração, na medida em que, os países passam a adotar políticas de nacionalização que afastam os investidores locais e estrangeiros e potencializam a insegurança jurídica.

Dessa forma, FUSER (2015) enfatiza que as assimetrias dos marcos jurídicos podem ser superadas por meio da constituição de instâncias comuns para resolução de conflitos:

É inegável a necessidade de algum nível de harmonização dos marcos jurídicos relevantes para a integração energética. Para tanto, os atores devem concordar com uma instância comum para resolução de conflitos, levando em consideração valores e entendimentos compartilhados pelos países da região. FUSER (2015, p.18)

Um dos avanços seria o Tratado Energético Sul-Americano (TES) que está em debate no âmbito da UNASUL e teria o papel de compatibilizar as normas regulatórias entre os países, definir o tratamento dispensado a empresas transnacionais e os mecanismos que seriam adotados em situações de emergência.

Guerreiro (2016) sustenta que a integração energética da América do Sul possui três dimensões: a integração comercial, por projetos e de mercados. A integração comercial teria como exemplo a importação e exportação de energia elétrica. Na América do Sul, o Brasil destaca-se como o maior importador de energia elétrica com 76,3% do total e o Paraguai como o maior exportador com 93,5% do total em 2014. (CIER, 2015). A integração por projetos tem como destaques os três principais projetos hidrelétricos binacionais que são os maiores avanços da integração elétrica regional em termos de geração. Já a integração de mercados, com a constituição de um mercado comum de energia elétrica nos moldes verificados na Europa seria o principal desafio do subcontinente.

Entretanto, Castro e Dorado (2015) mostram que a compatibilidade dos modelos de comercialização de energia elétrica é uma pré-condição para a criação de um mercado comum. Assim, esse objetivo é muito distante da realidade da América do Sul, visto que o modelo comercial brasileiro é distinto dos outros países do subcontinente.

O modelo comercial brasileiro está estruturado de forma que se transacionam certificados de garantia física, um mecanismo financeiro, e não energia física. A garantia física é um certificado de energia que determina o máximo de energia que cada unidade pode gerar. Esses certificados são comercializados com os consumidores, tanto no mercado livre quanto no regulado.

Esse modelo foi adotado a partir da reestruturação do Setor Elétrico em 2004 após a crise elétrica em 2001. As privatizações e as reformas liberalizantes da década de 90, não mudaram a forma de remuneração dos geradores, de modo que estes perderam capacidade de realizar novos investimentos que aumentassem a capacidade instalada. A remuneração se dava pelo custo marginal da água, mas como no curto-prazo esse custo tendia a zero, os geradores não recebiam a remuneração adequada. Como a base da geração no Brasil são as hidroelétricas, que possuem alto custo fixo e custo marginal próximo a zero, a remuneração não pode ser baseada somente na quantidade de água que há nos reservatórios, mas deve levar em conta os fatores de produção utilizados no empreendimento.

O modelo foi alterado em 2004 com a introdução da garantia física e da remuneração por contratos de longo-prazo com receitas previstas e indexadas. A mudança nos leilões, sendo o vencedor aquele que oferece o menor custo por MWh, a recuperação da capacidade de planejamento do Estado, o papel do BNDES como órgão financiador e outros mecanismos foram fundamentais para garantir a segurança do suprimento com modicidade tarifária. Como descreve CASTRO et al (2015):

Conforme analisado, o modelo comercial brasileiro é idiossincrático, tendo sido estruturado para permitir a comercialização de energia elétrica por meio de mecanismos de mercado, em um sistema com predomínio nítido da geração hídrica. Trata-se de um sistema concebido em formato fechado, planejado e operado de forma otimizada e centralizada e que por isso se adequa mal a um esquema pleno de mercado. (CASTRO et al, 2015, p.21)

Portanto, o próprio modelo comercial brasileiro, um pilar essencial para o bom funcionamento do SIN, representa o maior entrave para a integração plena dos mercados elétricos na América do Sul, na medida em que as garantias físicas só podem ser calculadas a partir de um sistema fechado e operado de maneira centralizada. Entretanto, existe a possibilidade de empreendimentos que envolvam outros países e interconexões com trocas de energia excedente se adequarem a essas normas de comercialização, sendo Itaipu o maior exemplo. Na próxima seção se discutirá o papel do Brasil nesse processo

3.3 O Brasil como “agente catalisador” da integração elétrica

A função “catalisadora” do Brasil (CASTRO, 2010 p. 8) no processo de integração elétrica dá-se pelo seu peso econômico e pela sua dimensão geográfica no subcontinente. Como

citado na seção anterior, o Brasil responde por 48,2% do PIB da América do Sul. Em termos populacionais, o Brasil tem cerca de 206,08 milhões de habitantes, o que equivale a 48,8% do total de habitantes da América do Sul¹³. Em relação à extensão do território, os 8.515.767,049 km² do território brasileiro equivalem a 47,7% do total do território do subcontinente¹⁴. Assim, o Brasil possui fronteira com praticamente todos os países da América do Sul, com exceção do Chile e Equador. Essa informação é especialmente importante para o setor elétrico, visto que grande parte do potencial hidrelétrico a ser explorado encontra-se em rios fronteiriços na região amazônica.

A existência no SIN de 4.656 unidades geradoras, capacidade instalada de 148.555 MW e um total de 133.395 km de linhas de transmissão em um território de dimensões continentais já constitui um exemplo de sucesso de integração (MME, 2016). Por esse motivo, Vainer e Nuti (2008, p.15) salientam que: “Não seria exagero sugerir que a integração continental, nessa perspectiva, aparece quase que como uma continuidade natural da integração do setor elétrico em escala nacional”.

Dessa forma, o Brasil tem experiência na gestão de extensas linhas de transmissão, sendo que esse desafio é cada vez maior, na medida em que as novas usinas hidroelétricas se localizam na bacia amazônica. Fraga (2014) aponta que as bacias do Rio Paraná, Uruguai e São Francisco, que são mais próximas dos principais centros consumidores do país, já foram exploradas e não tem potencial hidroelétrico comparável com a bacia amazônica. Portanto, o “know-how” do ONS em operar de forma centralizada essas linhas de transmissão é valioso para o processo de integração.

O Brasil também possui “know-how” na operação de empreendimentos hidrelétricos binacionais por conta do sucesso de Itaipu. O Tratado Internacional que rege a empresa binacional é efetivo, sendo que o Brasil se mostrou disposto a negociar a revisão dos preços pagos pela energia que compra do Paraguai tal como ocorreu na década passada. O fato do Brasil manter relações comerciais e diplomáticas estáveis com os países da região e não possuir histórico de “quebra de contratos” em projetos de integração contribui para a diminuição do

¹³ Disponível em: <http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2016/08/populacao-brasileira-cresce-0-8-e-chega-a-206-milhoes> Acesso em: 10/01/2017 às 06h42min

¹⁴ Disponível em: http://www.ibge.gov.br/home/geociencias/cartografia/default_territ_area.shtm Acesso em: 10/01/2017 às 7h02min

receio dos países da região em se associar com o país e perder a soberania sobre um recurso estratégico.

Outro ponto que foi explorado no capítulo 2 e deve ser ressaltado é que a expansão do setor elétrico brasileiro nos próximos anos se dará principalmente com usinas hidrelétricas a fio d'água, de modo que terão capacidade de geração reduzida no segundo semestre do ano, o período seco na região Norte. A complementaridade dos regimes hidrológicos é um fator que deve incentivar a integração por parte do Brasil, como mostra EPE (2015, p.72): “a associação do Brasil a esses países se verifica predominantemente com fontes que geram energia renovável e de baixo custo, como é o caso das usinas hidrelétricas”.

Castro e Dorado (2015) apontam que o consumo de eletricidade do mercado brasileiro representa cerca de 50% do total da América do Sul. Em 2015, a previsão de consumo de eletricidade no Brasil foi de 470.918 GWh (EPE, 2015). Esse dado é muito importante, pois mostra como a demanda brasileira pode viabilizar grandes projetos de integração elétrica em outros países que possuem potencial hidrelétrico, mas não teriam demanda suficiente para absorver a quantidade de energia gerada por uma hidrelétrica.

As privatizações no setor elétrico no Brasil na década de 90 não foram levadas às últimas consequências, diferentemente da Argentina e do Chile, de modo, que a principal empresa no setor, a Eletrobrás, segue sendo estatal. Esse fato é importante para o processo de integração elétrica, pois uma estatal, de certa forma, atua em sintonia com os interesses delineados pelo Estado, sendo que a integração energética é uma prioridade para o Brasil, tal como aponta o Plano Plurianual 2016-2019. Nesse contexto, o processo de internacionalização da Eletrobrás iniciou-se em 2008 com a participação em projetos no exterior, principalmente na América Latina. Esses projetos não necessariamente geram energia elétrica que será consumida no Brasil, mas tem como função melhorar a carteira de projetos da empresa.

Outra instituição brasileira central para o processo de integração é o BNDES, o principal órgão financiador do setor elétrico nacional. Entre projetos de geração, transmissão, distribuição o banco financiou 555 projetos com financiamento próprio de R\$ 169.769.017 mil (SCHERMA, 2016). O banco também financiou projetos elétricos na América Latina, tais como hidrelétricas

no Peru, Equador e Nicarágua¹⁵. É importante frisar que o BNDES só financia obras no exterior que tenham participação de empresas brasileiras. Contudo, essa modalidade de financiamento está sendo revisada pela nova diretoria do banco, principalmente pelo fato de que muitas das construtoras que receberam esses financiamentos estarem envolvidas em grandes escândalos de corrupção no Brasil. Esse modelo de financiamento é fundamental para o avanço da integração elétrica na região, mas a intensidade que ocorrerá no futuro é uma incógnita.

Portanto, nessa seção buscou-se elencar as razões que fazem com que o Brasil seja um “agente catalisador” para a integração elétrica da América Latina. Na próxima seção, serão analisados os casos de sucesso desse processo que contam com a participação brasileira.

3.4 Empreendimentos de integração elétrica com a participação do Brasil

3.4.1 Itaipu Binacional (Brasil-Paraguai)

A entidade Itaipu Binacional, empresa responsável pela construção e exploração do empreendimento hidrelétrico no Rio Paraná, foi criada em 1973, por meio da assinatura do Tratado de Itaipu entre Brasil e Paraguai. Goitia (2014) destaca os três principais pontos do Tratado: i) a participação igualitária das duas empresas estatais, sendo metade da Eletrobrás e metade da Administración Nacional de Eletricidad (ANDE) ii) mesmo número de brasileiros e paraguaios nas instâncias decisórias, sendo que há um Diretor-Geral brasileiro e outro paraguaio, de modo que não há perda de soberania nacional iii) a revisão dos mecanismos de comercialização serão discutidos 50 anos depois da assinatura do Tratado, isto é, em 2023. FIESP (2013) destaca outro ponto importante do Tratado que dispõe que a operação da usina não pode ser paralisada por divergências entre os países, sendo que essas devem ser resolvidas pelos meios diplomáticos usuais.

A usina começou a ser construída em 1974 e entrou em operação em 1984. As últimas duas turbinas entraram em operação em 2007, de modo que atualmente Itaipu tem uma capacidade instalada de 14.000 MW, por meio de 20 turbinas com capacidade de geração de 700 MW. Metade das turbinas geram energia em 50 Hz, a frequência paraguaia, enquanto as outras 10 geram em 60 Hz, a frequência brasileira. Itaipu bateu o recorde de produção em 2016 com

¹⁵ Disponível em : <http://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/transparencia/consulta-operacoes-bndes/consulta-a-financiamentos-de-exportacao-pos-embarque> Acesso em: 12/01/2017 às 17h00min

103.098.366 MWh, superando a usina chinesa Três Gargantas que com 22.400 MW de capacidade instalada produziu 98,8 milhões de MWh em 2016. Dessa forma, atualmente, Itaipu é a segunda maior hidrelétrica do mundo em termos de capacidade instalada, mas a primeira em produção de energia (ITAIPU, 2016).

Em relação às normas de comercialização da energia entre os países é importante ressaltar que a energia produzida é dividida em partes iguais entre os dois sócios. O Brasil é obrigado a adquirir toda a energia que o Paraguai não consome. Entretanto, o Paraguai deve vender essa energia que não consome por um preço especial determinado em acordo entre os dois países. (GOITIA, 2014)

O preço da energia que o Paraguai vende para o Brasil sempre foi motivo de reclamação por parte do Paraguai, que alegava que o preço era muito inferior à média dos preços internacionais. Assim, em 2011 o preço que o Brasil pagava pela energia foi revisado

Fuser (2015) afirma que existe o interesse do Paraguai de aumentar a produção de Itaipu e vender a produção excedente para a Argentina e o Uruguai, por meio de linhas de transmissão brasileiras ou paraguaias. Contudo, para que esse fato seja possível seria necessária uma flexibilização do Tratado, visto que os países só podem vender energia entre si.

O Brasil consome cerca de 80% da energia gerada por Itaipu, sendo que em 2015 a usina foi responsável por cerca de 15% da energia consumida no SIN brasileiro e 75% no Paraguai (ITAIPU, 2016). O Brasil comprou 32.939 GWh do Paraguai em 2014 (CIER, 2015). Esses dados mostram a magnitude do empreendimento, principalmente para o Paraguai que tem na energia elétrica o seu segundo produto com maior participação na pauta exportadora. (GOITIA, 2014).

Portanto, Itaipu é o maior caso de sucesso da integração elétrica na América do Sul por ser um empreendimento binacional de grande porte que produz energia limpa e barata para os dois países. As principais divergências, como em relação ao preço pago pelo Brasil pela energia paraguaia, foram resolvidas de maneira diplomática, mostrando a disposição brasileira ao diálogo e uma postura de respeito à soberania paraguaia.

Para o Brasil, o empreendimento é fundamental, pois significa um dos menores custos por MWh do SIN. Além do fato da usina possuir uma grande capacidade de regularização, por conta do grande reservatório, e regimes de chuvas complementares em relação às usinas da região Norte, visto que os meses mais chuvosos no Oeste do Paraná são no segundo semestre do ano. Já para o Paraguai, a usina é um elemento central para o processo de desenvolvimento do país, visto que o país possui uma tarifa de energia elétrica 65% menor que a brasileira. Esse fato, em conjunto com os baixos impostos e o custo da mão-de-obra, tem atraído uma série de empresas industriais, principalmente brasileiras, para o país¹⁶. Em 2015, o Paraguai cresceu 3,0%, sendo a terceira economia que mais cresceu na América no Sul no ano (FMI, 2016).

3.4.2 Linha de Transmissão Guri-Roraima (Brasil-Venezuela)

O Estado de Roraima é o único Estado brasileiro que não está conectado ao SIN. Dessa forma, a energia elétrica consumida era gerada por meio de térmicas que utilizavam óleo diesel. Esse modelo de geração acarretava em um elevado custo ambiental, interrupção constante no fornecimento e elevado custo ambiental. Assim, o Estado possuía três alternativas: i) ampliação do parque termelétrico a óleo ou substituição dos motores a diesel por turbinas à gás ii) construção da hidrelétrica de Contigo iii) importação de energia da Venezuela através da construção de uma linha de transmissão (AGUIAR, 2011).

Optou-se pela terceira alternativa, de modo que em 1997 foi fechado o contrato entre a distribuidora estatal venezuelana EDELCA e a Eletronorte, subsidiária da Eletrobrás. A linha de transmissão entrou em operação em 2001, possuindo uma extensão de 676 km. A energia é proveniente da hidroelétrica de Guri, uma das maiores do mundo com capacidade instalada de 10.000 MW. O contrato de fornecimento é válido por 20 anos e garante a compra de 200 MW. A linha tem tensão de 200 kV e opera com frequência de 60 Hz (CIER, 2015).

Contudo, a linha de transmissão não tem sido suficiente para suprir a demanda elétrica da região, visto que a falta de energia é constante. Dessa forma, Roraima tem buscado alternativas e inaugurou três termelétricas para atuar como backup. Outra opção que está sendo discutida é a

¹⁶ Disponível em: <http://www1.folha.uol.com.br/mercado/2015/09/1680868-empresas-brasileiras-migram-para-o-paraguai-em-busca-de-custos-menores.shtml> Acesso em: 12/01/2017 às 19h06min

construção de uma linha de transmissão entre Boa Vista e Manaus, de modo, a interligar o Estado de Roraima ao SIN¹⁷.

3.4.3- Central Térmica de Cuiabá (Brasil-Bolívia)

A usina termelétrica Mario Covas é movida a gás natural proveniente da Bolívia por meio do gasoduto lateral Cuiabá com 642 km de extensão e capacidade para transportar 2,2 milhões de m³ diários. A usina que entrou em operação em 2002 foi comprada em 2015 pelo grupo brasileiro J&F. O empreendimento tem uma capacidade instalada de 480 MW, suficiente para suprir 45% da demanda elétrica do Mato Grosso (GOSMANN, 2011). O funcionamento da usina foi interrompido em 2007, pois a Bolívia deixou de fornecer gás natural alegando que os preços estavam muito baixos. A termelétrica só voltou a funcionar em 2011 após o arrendamento da Petrobrás que passou a garantir o suprimento de gás por meio do gasoduto Brasil-Bolívia (GASBOL). Em 2015, a usina teve problemas para funcionar, pois a Petrobrás dificultou o acesso ao gás para a usina depois de perder o arrendamento. A expectativa é que um novo contrato seja feito entre o governo boliviano e o grupo J&F e a usina volte a funcionar normalmente.

3.4.4 A central termelétrica de Uruguaiiana e as conversoras Garabi 1 e 2 (Brasil-Argentina)

A central termelétrica de Uruguaiiana está localizada na cidade homônima no Oeste do Rio Grande do Sul na fronteira com a Argentina. A central entrou em operação em 2000 com capacidade instalada de 50 MW e operando com gás natural argentino por meio de turbinas de ciclo combinado. A usina foi projetada para operar na base do sistema, sendo que era administrada por uma empresa privada AES Uruguaiiana. Entretanto, a operação da usina foi interrompida em 2009, por conta da interrupção do fornecimento de gás por parte da Argentina. (CASTRO et al, 2015). Contudo, a linha de transmissão com potência de 50 MW segue em operação (CIER, 2015). Na maioria das vezes, a linha é usada para atendimentos emergenciais á Argentina.

As estações conversoras de Garabi foram criadas no início dos anos 2000 para converter a energia gerada pela térmica a gás natural instalada na Argentina com capacidade instalada de

¹⁷ Disponível em: <http://www2.planalto.gov.br/acompanhe-planalto/noticias/2016/10/temer-conversa-com-comitativa-de-roraima-sobre-construcao-de-linha-de-transmissao> Acesso em: 12/01/2017 às 23h13min

2.100 MW. O Brasil importaria energia firme dessa térmica de fronteira em um contrato de longo prazo entre agentes privados do país e da Argentina. A usina de propriedade da empresa argentina CIEN iniciou a sua operação em 2001, mas o projeto não foi bem-sucedido. Esse fato deu-se, pois, a Argentina teve problemas com o fornecimento do gás natural e não pode gerar energia para o Brasil. As estações conversoras são utilizadas, atualmente, somente para intercâmbio de excedentes, visto que transmite energia nos dois sentidos (CASTRO et al, 2012)

Curiosamente, as estações foram construídas com o propósito de converter energia para 60 Hz para ser consumido no Brasil. Entretanto, atualmente o Brasil envia mais energia para a Argentina do que recebe, principalmente pelo aumento do consumo argentino no inverno.

3.4.5 – Conversora de Rivera e Parque eólico Artilleros (Brasil-Uruguai)

A conversora de Rivera entrou em operação em 2001, por meio de uma parceria entre a UTE, empresa estatal uruguaia, e a Eletrosul, com capacidade de 70 MW. A conversora fica em território uruguaio e é de propriedade da UTE, sendo que a linha de transmissão chega até Santana do Livramento. A conversora é utilizada com frequência, principalmente para atender situações emergenciais no Uruguai e na Argentina. Outro empreendimento que merece destaque é a construção da linha de transmissão entre San Carlos (Uruguai) e Candiota (Brasil) de 411 km que foi concluída em abril de 2015. Essa linha tem uma potência máxima de 500 MW (ONS, 2016).

O Parque Eólico Artilleros entrou em operação em dezembro de 2014 com capacidade instalada de 65,1 MW, sendo 31 aerogeradores cada um com potência de 2,1 MW. O projeto é uma parceria da Eletrobrás com a UTE e marca o início do processo de internacionalização da empresa, sendo o primeiro empreendimento da empresa a gerar energia no exterior¹⁸. A princípio a energia gerada será consumida somente no Uruguai. Contudo, existe o projeto que quando a linha de transmissão citada acima esteja operando em pleno funcionamento, parte da energia gerada no parque seja transmitida para o Brasil.

¹⁸ Disponível em: <http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2015/01/eletrobras-parque-eolico-no-uruguai-entra-em-operacao> Acesso em: 13/01/2017 às 14h52min

3.5 – Possibilidades de empreendimentos futuros com a participação do Brasil

3.5.1 – Complexo hidrelétrico de Garabi e Panambi (Brasil-Argentina)

O complexo hidrelétrico Garabi e Panambi consiste na construção de duas hidrelétricas entre Brasil e Argentina no trecho internacional do Rio Uruguai. A capacidade instalada prevista é de 2.200 MW, sendo 1152 MW de Garabi e o 1048 MW de Panambi. O modelo de negócio seria semelhante ao de Itaipu, isto é, a cada país caberia metade da energia gerada. O projeto é coordenado pela Eletrobrás e pela empresa estatal Argentina Empreendimientos Energéticos Binacionales Sociedad Anônima (EBISA). Em 2014, o custo do projeto estava orçado em US\$ 5,2 bilhões, sendo que a parte brasileira teria financiamento do BNDES (FRAGA, 2014).

Esse projeto é discutido desde os anos 60 quando foi estimado o potencial hidrelétrico desse trecho do rio Uruguai. Entretanto, o projeto não foi viabilizado e saiu da pauta nos anos 90 com a privatização do setor nos dois países, sendo muito mais intensa na Argentina, e o crescimento das termoeletricas. Esse projeto voltou a ser incentivado no âmbito da IIRSA, sendo que as negociações foram retomadas culminando na assinatura na Declaração da Casa Rosada, que autoriza as empresas a iniciarem os novos estudos do inventário do rio. Em 2010, o projeto foi incluído no Programa de Aceleração Crescimento (PAC). O cronograma estipulado pelas empresas era de terminar os projetos básicos até 2014, começar a construção em 2015 e iniciar a operação em 2020. (FRAGA, 2014)

Contudo, o projeto encontra muitos obstáculos para ser viabilizado, principalmente pela mobilização da sociedade civil da região que se coloca contra a realização da obra pelos possíveis extensos impactos ambientais que seriam gerados. As últimas notícias veiculadas na mídia são de 2015 e dão conta da suspensão do processo de licenciamento ambiental para a usina de Panambi pela justiça do Rio Grande do Sul¹⁹.

O projeto segue sendo estratégico para a Eletrobrás, pois apresenta uma série de vantagens. Entre elas, pode-se destacar que a bacia do rio Uruguai do lado brasileiro já foi quase totalmente explorada, além do fato da usina ser próxima dos principais centros de cargas do país localizados no sul e sudeste.

¹⁹ Disponível em: <https://www.mprs.mp.br/noticias/id38334.htm>. Acesso em: 16/01/2017 às 18h40min

3.5.2 Hidrelétrica binacional no rio Madeira (Brasil-Bolívia)

O projeto trata-se da construção de uma usina hidrelétrica próxima à fronteira brasileira em território boliviano. O empreendimento seria localizado a montante das usinas de Jirau e Santo Antônio. Esse fato é muito importante, pois a construção da obra permitirá a regularização dessas usinas, aumentando a eficiência das mesmas (EPE, 2015). O projeto tinha um custo estimado de R\$ 15 bilhões em 2015²⁰, sendo que a IIRSA e o BNDES seriam os principais financiadores. Inclusive, esse projeto já faz parte da “carteira consensuada” da IIRSA com um custo estimado de US\$ 5 bilhões em 2017.

A expectativa é que a usina tenha uma capacidade instalada de 3.000 MW, sendo que parte seria exportada para o Brasil, visto a demanda máxima de eletricidade da Bolívia encontrar-se na casa de 1.500 MW. As perspectivas de realização do projeto são positivas, sendo que em novembro de 2016 os dois países assinaram um acordo para estudo sobre aproveitamento hidrelétrico do rio²¹. Ainda não há cronograma das obras e tampouco previsão da data em que a usina entraria em funcionamento.

3.5.3- Complexo de hidrelétricas no Peru (Brasil-Peru)

Outra possibilidade de integração é a construção de hidrelétricas em outros países com importação de energia elétrica para o Brasil. Esse processo ocorre, pois há países com um grande potencial hidrelétrico inexplorado, mas com uma demanda por energia que não viabilizaria a construção de um empreendimento dessa dimensão.

O maior exemplo nesse sentido é o Peru que aproveitou apenas 6,27% do seu potencial hidrelétrico. O Brasil assinou um Tratado em 2010 com o Peru para a construção de seis usinas hidrelétricas, que seriam geridas pela Eletrobrás e pela construtora OAS, com capacidade de geração de 7.000 MW sendo que a demanda peruana está na casa de 5.000 MW. Cerca de 80% da energia gerada seria consumida pelo Brasil. A principal usina seria Inambari, localizada a 260 km da fronteira com o Brasil, com capacidade de geração de 2.200 MW²². O projeto prevê também a

²⁰ Disponível em: <http://www.valor.com.br/internacional/4019596/brasil-discute-hidreletrica-de-r-15-bi-com-bolivia>
Acesso em: 16/01/2017 às 20h00min

²¹ Disponível em: <http://www.valor.com.br/internacional/4019596/brasil-discute-hidreletrica-de-r-15-bi-com-bolivia>
Acesso em: 16/01/2017 às 20h10min

²² Disponível em : <http://ilumina.org.br/peru-cancela-hidreletrica/> . Acesso em: 12/01/2017 às 15h47min

construção de 1500 km de linhas de transmissão, de modo a possibilitar o transporte da energia para consumo no Brasil. Aguiar (2011) aponta que existe grande complementaridade hidrológica entre os países, de modo que a construção das usinas seria fundamental para o aumento da confiabilidade do suprimento de energia elétrica no Brasil.

Entretanto, o projeto das seis usinas já esteve mais avançado, sendo que no momento encontra-se completamente estagnado. Em 2011, o Presidente peruano cancelou a licença das obras de Inambari alegando que consultará a comunidade local que será afetada pela obra. Desde então, não há novidade sobre o tema. Parte da população peruana se coloca contra pelo fato de acreditar que significa uma postura imperialista do Brasil ao causar grandes impactos socioambientais na região para gerar energia que será exportada para o Brasil.

3.5.4- Interconexão elétrica do Arco Norte (Brasil, Suriname, Guiana e Guiana Francesa)

O Arco Norte é um projeto de interligação elétrica entre o Suriname, Guiana, Guiana Francesa e os estados brasileiros do Amapá e Roraima. A região se caracteriza pela queda constante dos serviços de energia elétrica, além do baixo nível de eletrificação. Assim, o projeto formado pelas empresas de energia estatal dos três países e pela Eletrobrás busca interligar a região e é estratégico para o plano de internacionalização da Eletrobrás. O projeto também conta com o apoio do Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) para o desenvolvimento dos estudos preliminares.

Em relação à geração, a Guiana e o Suriname possuem um grande potencial hidrelétrico em relação à sua demanda. Por exemplo, a Guiana possui um potencial de 7.600 MW, enquanto sua demanda máxima foi de 120 MW em 2010 (OLADE, 2013). Nesse sentido, o país e o Brasil estão desenvolvendo estudos de viabilidade para a construção de duas usinas ao longo do rio Mazaruni com capacidade instalada de 4.500 MW, sendo que o excedente seria exportado para o Brasil.

3.5.5- Impacto em termos de geração no SIN

Nessa seção, buscou-se descrever as principais possibilidades de integração elétrica em projetos de grande dimensão com ênfase em hidrelétricas. Castro et al (2015) apontam que as possibilidades de integração elétrica no Brasil podem acontecer por quatro vetores distintos: i)

aproveitamento de recursos hídricos compartilhados ii) importação de energia firme de termelétrica de fronteira iii) intensificação das trocas de excedentes por meio das linhas de transmissão existentes iv) construção de hidrelétricas em território estrangeiro com exportação para o Brasil.

Os projetos hidrelétricos são aqueles que representam o maior incremento da capacidade instalada do SIN. Outras vantagens são que o Brasil já tem experiência na construção desse tipo de obra, além de se adequarem ao modelo de comercialização brasileiro, tal como mostra Itaipu. Também existem projetos das outras modalidades da integração, tal como a construção de uma usina térmica binacional na fronteira entre a Bolívia e a Rondônia.

Como citado em outras oportunidades, o processo de integração elétrica é lento e complexo, na medida em que necessita de discussões políticas e diplomáticas de alto escalão que culminem com a assinatura de Tratados Específicos. Portanto, é extremamente difícil precisar quais projetos serão viabilizados, quando as usinas entrarão em operação, pois esses fatos dependem de uma série de variáveis.

Dessa forma, o presente trabalho faz um simples exercício matemático de estimar o impacto que esses projetos (os projetos analisados são aqueles em que há referência no PDE 2024) teriam no SIN. Para tal, adotou-se três cenários possíveis. O melhor cenário possível (cenário 1) consiste em todos os projetos citados se concretizarem. O cenário intermediário (cenário 2) seria a concretização do projeto com a Bolívia e com Guiana, que sinalizam ter menos empecilhos, e a construção das duas usinas hidrelétricas com a Argentina. O pior cenário (cenário 3) seria a construção da hidroelétrica binacional com a Bolívia no rio Madeira e das usinas na Guiana. A tabela 10 resume esse cenário em números.

Tabela 10 – Incremento da capacidade instalada do SIN (MW) com projetos de integração

Projeto	Cenário 1 (MW)	Cenário 2 (MW)	Cenário 3 (MW)
Brasil-Argentina	1100	1100	0
Brasil-Bolívia	1500	1500	1500
Brasil-Peru	5600	0	0
Brasil-Guiana	4000	4000	4000
Total (MW)	12200	6600	5500

As previsões das capacidades instaladas dos projetos estão no PDE da EPE para 2024, sendo que o presente trabalho fez suposições em relação à parcela da energia que seria consumida no Brasil. No caso do projeto de Garabi e Panambi, a previsão é de 2.200 MW de capacidade instalada, sendo metade da energia gerada para cada país, tal como Itaipu, mas sem venda entre os países. No caso da hidrelétrica binacional no rio Madeira, espera-se 3.000 MW de capacidade instalada. Não há definição de como será a divisão da energia, mas esse trabalho fez a suposição de 50% para cada país. Caso o modelo de negócios seja semelhante ao de Itaipu, essa estimativa é bastante conservadora, visto que a demanda máxima da Bolívia está na casa de 1.500 MW (mesma quantidade de MW que teria direito da usina binacional) e, portanto, a Bolívia venderia parte da energia para o Brasil. No caso do Peru, no projeto de Inambari, 80% da energia gerada seria consumida no Brasil, de modo que esse percentual foi usado como proxy para o conjunto das seis hidrelétricas. Por fim, nos empreendimentos conjuntos com Guiana, a capacidade instalada seria de 4.500 MW. Supondo que toda a energia elétrica dos países participantes do Arco Norte viesse dessa obra e a demanda máxima somada no futuro fosse de 500 MW (os números de 2010 da OLADE apontam 120 MW para Guiana, 250 MW para Suriname e não há dados para Guiana Francesa), o Brasil teria direito à 4.000 MW.

Esses cenários são importantes para entender a importância do processo de integração elétrica, principalmente por meio de hidrelétricas, para a expansão do setor elétrico brasileiro. O melhor cenário aumentaria a capacidade instalada do SIN em 12.200 MW, o que supera a capacidade instalada de Belo Monte, de 11.233 MW (ANEEL, 2016). O cenário intermediário com a adição de 6.600 MW, praticamente (94,2%) a capacidade instalada que o Brasil tem direito em Itaipu, 7.000 MW (ANEEL, 2016). Por fim, o pior cenário com 5.500 MW representa cerca de 50% de Belo Monte.

CONCLUSÃO

O setor elétrico é um elemento chave para o desenvolvimento socioeconômico brasileiro, na medida em que a disponibilidade de energia elétrica a baixo custo é um mecanismo que alavanca o crescimento e potencializa a inclusão social. Assim, o setor elétrico nacional experimentou um intenso crescimento ao longo do século XX com um modelo centrado na participação do Estado. Esse modelo esgotou-se a partir da década de 80, de modo que durante os anos 90 optou-se por um modelo de privatizações, principalmente nos segmentos de geração e distribuição. Essa forma de organizar o setor resultou na perda da capacidade de planejamento do Estado no setor elétrico que foi uma das causas da queda dos investimentos que acarretaram na crise de fornecimento em 2001.

A reforma do setor em 2004 foi muito importante, pois o Estado retoma a capacidade de planejamento, principalmente com a criação do EPE, e o capital privado seguiu presente e crescente no setor. Portanto, o setor elétrico brasileiro conseguiu expandir-se com garantia no fornecimento e modicidade tarifária. Em relação ao futuro, a expansão do setor se dará principalmente por meio de hidrelétricas construídas na bacia Amazônica. Esse fato implica em desafios para a gestão do SIN, na medida em que as usinas construídas nessa região não possuem reservatório, de modo que a geração no período seco, segundo semestre do ano, diminui. Dessa forma, para lidar com essa questão e garantir o suprimento surgem três soluções não excludentes: i) aumento da participação das ERNCs que são complementares à hidroeletricidade em termos de sazonalidade ii) ampliação do parque térmico com usinas que utilizem gás natural iii) intensificação do processo de integração elétrica com a América do Sul.

A integração elétrica é um processo de integração física constituindo uma das prioridades estratégicas para a região como uma forma de aumentar a competitividade e proporcionar um modelo de desenvolvimento com equidade para os países da região. A integração elétrica na América do Sul pode ser definida como um processo de compartilhamento de recursos energéticos por meio de estruturas físicas entre dois ou mais países. Esse processo apresenta uma série de vantagens para os países que participam, tal como aumento da segurança energética, redução dos preços, diversificação da matriz elétrica e capacidade de viabilizar grandes empreendimentos.

A integração elétrica na América do Sul é marcada por empreendimentos específicos, com destaque para as três usinas hidrelétricas binacionais. Itaipu Binacional é um caso de sucesso da integração da região, na medida em que possibilita uma série de vantagens competitivas para o Brasil e o Paraguai. Uma integração de mercados é uma realidade muito distante da região, visto que o modelo de comercialização brasileiro é muito distinto dos outros países. Contudo, o papel do Brasil é central para a intensificação desse processo, atuando como um agente catalisador.

Nesse trabalho, descreveu-se diversas possibilidades para o Brasil promover a integração elétrica, sendo que a conclusão é que a construção de usinas hidrelétricas em rios fronteiriços ou em outros países com a exportação de energia para o Brasil seria o melhor caminho para o setor elétrico brasileiro em termos de integração. Se todos os projetos de integração por meio de hidrelétricas se realizarem, a capacidade instalada do SIN aumentaria em 12.200 MW, superior à Belo Monte, por exemplo.

Contudo, esse processo enfrenta uma série de desafios, sendo que o principal é a falta de harmonização regulatória entre os países. A discussão do Tratado Energético Sul-Americano no âmbito da UNASUL pode significar um importante avanço para a constituição de um marco regulatório comum e aumento na segurança jurídica dos empreendimentos de integração.

O processo de integração elétrica é lento e complexo, pois depende de negociações políticas e diplomáticas de alto escalão e a assinatura de Tratados específicos regidos pelo direito público internacional. No entanto, esse tema deve ser uma prioridade estratégica na agenda do Brasil tanto pelo seu papel de líder regional quanto pelos benefícios que a integração pode trazer para o setor elétrico nacional.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL) **Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 2008**. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas_par1_cap1.pdf. Acesso em: 20/10/2016.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Banco de Informação de Geração. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/SelecaoDaUsinaPasso1.asp>. Acesso em: 17/01/2017

AGUIAR, G. M. P. **Integração Regional pela Via Energética: O estudo de caso da interligação elétrica Venezuela-Brasil**. Tese (Doutorado) – Programa de Pós Graduação em Relações Internacionais- UnB. Brasília, 2011.

ARAUJO, A.L.Z; FERRARI FILHO, F. **O Processo de Integração da América do Sul: Da ALALC à UNASUL**. Ensayos de Economía, n.46, p 99-120, 2015.

BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO (BID). **¿Luces encendidas? Necesidades de Energía para América Latina y el Caribe al 2040**. Washington DC, 2016.

BAUMANN, R. **O Mercosul aos 20 anos : Uma avaliação Econômica**. Brasília – IPEA , 2011 (Texto para Discussão nº 1627)

BAUMANN, R; GONÇALVES, R. **Economia Internacional: Teoria e experiência brasileira**. Ed. Campus. São Paulo, 2015.

BIATO, et.al. **Condicionantes e perspectivas da integração energética da América do Sul**. Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Gramado, 2016.

BICALHO, R. O Setor Elétrico em transformação. Blog Infopetro, 2015. Disponível em: <https://infopetro.wordpress.com/2015/09/07/o-setor-eletrico-em-transformacao/>. Acesso em 30/10/2016.

BICALHO, R. **O incerto mundo elétrico**. Blog Infopetro, 2016. Disponível em: <https://infopetro.wordpress.com/2016/04/25/o-incerto-mundo-eletrico/>. Acesso em: 30/10/2016.

BIELSCHOWSKY, R. **Cinquenta anos de Pensamento da CEPAL – uma resenha**. In: Cinquenta anos de Pensamento da CEPAL. Ed. Record. Rio de Janeiro, 2000.

CASTRO, N. J. **Avanços na reestruturação do setor de energia elétrica**. IFE: Infome eletrônico, Rio de Janeiro, n.1081, 2003.

CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R; DANTAS, G. **Considerações sobre a ampliação da geração complementar ao parque hídrico brasileiro**. Rio de Janeiro. GESEL – Instituto de Economia - UFRJ, 2010. (Texto de Discussão do Setor Elétrico n.º15).

CASTRO, N. J. **O papel do Brasil no processo de integração do setor elétrico na América do Sul.** Rio de Janeiro. GESEL – Instituto de Economia - UFRJ, 2010. (Texto de Discussão do Setor Elétrico n.º23).

CASTRO, N. J; LEITE, A. L. S; ROSENTAL, R. **Integração energética: uma análise comparativa entre União Européia e América do Sul.** Rio de Janeiro. GESEL – Instituto de Economia - UFRJ, 2012. (Texto de Discussão do Setor Elétrico n.º48).

CASTRO, N. et al. **Importância e Dificuldades da Integração Elétrica na América do Sul.** In: NETO, W.A.D; TEIXEIRA, R.A. **Perspectivas para a Integração da América Latina.** IPEA, Brasília, 2014.

CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R; ROSENTAL, R; DORADO, P. **Integração Elétrica Internacional do Brasil: Antecedentes, situação atual e perspectivas.** Rio de Janeiro. GESEL – Instituto de Economia-UFRJ, 2015 (Texto de Discussão do Setor Elétrico n.º64).

CASTRO, N. J; DORADO, P. **O Brasil e o processo de integração elétrica na América do Sul.** In: **Integração Energética Regional: Desafios geopolíticos e climáticos.** Rio de Janeiro, Konrad-Adenauer-Stiftung, 2015.

CASTRO, N.J. et al. **As tarifas de energia elétrica no Brasil e em outros países: o porque das diferenças.** Rio de Janeiro. GESEL- Instituto de Economia- UFRJ. Maio, 2015.

CASTRO, N. J.; ROSENTAL, R. **O Estado e o Setor Elétrico Brasileiro.** Rio de Janeiro: Jornal dos economistas nº326, CORECON-RJ. Setembro de 2016

CHANG, H. J. **The political economy of industrial policy.** Nova York: Palgrave Macmillan, 1996.

CHANG, H. J. **Chutando a Escada: Estratégia de desenvolvimento em perspectiva histórica.** Editora UNESP. São Paulo, 2004.

COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL (CIER). **Síntesis Informativa Energética de los Países de la Cier: Información del sector energético en países de América del Sur, América Central y El Caribe.** Datos del año 2014. Montevideo, 2015.

CONSEJO SURAMERICANO DE INFRAESTRUCTURA Y PLANEAMIENTO (COSIPLAN). **Cartera de Proyectos 2016.** Disponível em: <https://www.flipsnack.com/IIRSA/informe-de-la-cartera-de-proyectos-del-cosiplan-2016.html> . Acesso em: 28/12/2016.

COSTA, C. V. **Políticas de Promoção de Fontes Novas e Renováveis para Geração de Energia Elétrica: Lições da experiência Européia para o caso brasileiro.** Tese (Doutorado). Planejamento Energético – COPPE- UFRJ. Rio de Janeiro, 2006.

COSTA, G.D.F. ; MENGER, K. R. ; TANCREDI, L. **A reformulação dos eixos da IIRSA.** UFRGS Model United Nations. Vol. 3. Porto Alegre, 2015.

D´ARAÚJO, R. P. **O setor elétrico brasileiro – uma aventura mercantil.**-Brasília: Confea, 2009.

DANTAS, G. A. **Alternativas de Investimento do setor sucroenergético brasileiro para aproveitamento de bagaço e de palha.** Tese (Doutorado). Planejamento Energético – COPPE-UFRJ. Rio de Janeiro, 2013.

DÁVALOS, V. E. O. **Razões Socioeconômicas da Integração Energética na América do Sul: análise dos projetos Itaipu Binacional, Gasbol e Gasandes.** Tese (Doutorado) – Programa de Pós Graduação em Energia-USP. São Paulo, 2009.

DIAZ, L. América Latina: **Demanda crescente por energia, integração e ideias.** In: **Integração Energética Regional: Desafios geopolíticos e climáticos.** Rio de Janeiro, Konrad-Adenauer-Stiftung, 2015.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024.** Brasília, 2015. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PDEE/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%202024.pdf>. Acesso em: 04/11/2016

FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DE SÃO PAULO (FIESP). **A Regulação do Comércio Internacional de Energia – Combustíveis e Energia Elétrica.** São Paulo: FIESP, 2013.

FRAGA, R. G. **Integração Energética na América do Sul e o desafio da promoção do Desenvolvimento Sustentável: uma análise crítica do discurso.** Dissertação (Mestrado). Centro de Desenvolvimento Sustentável- UnB. Brasília, 2014.

FRAGA, R. G; VIANNA, J. N. S; ARAÚJO, C.L. **Uma análise sobre a América do Sul e a sua integração energética a partir das teorias da integração regional.** Revista Interação, Santa Maria, v.7, n.7, p.39-71, 2014.

FUNDO MONETÁRIO INTERNACIONAL (FMI). **Report for Selected Countries and Subjects. World Economic Outlook Database.** Outubro de 2015. Disponível em: <http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2015>. Acesso em: 28/12/2016

FUSER, I. **Panorama da Integração Energética na América do Sul: Impasses e perspectivas de avanço.** Rio de Janeiro: CEBRI, 2015.

GOITIA, P. S. D. **O Impacto da Exportação de Energia Elétrica das Usinas Hidrelétricas Binacionais no Crescimento Econômico do Paraguai no Período de 1995 a 2013.** 114 f. Dissertação (Mestrado) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

GOMES, J. P. P; VIEIRA, M. M. F. **O campo da energia elétrica no Brasil de 1880 a 2002.** Revista de Administração pública, Rio de Janeiro, v.43, n.2, p. 288-321, 2009.

GOSMANN, H. L. **Integração gasífera na América do Sul: estudo dos casos dos gasodutos Bolívia-Brasil (GASBOL) e Lateral-Cuiabá no contexto das relações bilaterais Bolívia-Brasil.** Monografia (Especialização em Relações Internacionais). Universidade de Brasília, 2011.

GUERREIRO, A. **Novas tecnologias e seu impacto sobre a integração elétrica.** Trabalho apresentado no Seminário Internacional “Integração e Segurança Elétrica na América Latina”. Rio de Janeiro, 25-26 de Agosto de 2016. Apresentação disponível em: <http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/workshops/guerreiro1.pdf> Acesso em: 11/01/2017

INTERNACIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **IEA Energy Atlas, 2015.** Disponível em: <http://energyatlas.iea.org/#!/tellmap/-1118783123/1>. Acesso em 01/11/2016.

INTERNACIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Key Electricity Trends, 2016.** Disponível em: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyElectricityTrends.pdf>

ITAIPU BINACIONAL. **Perguntas Frequentes.** Disponível em: http://midias.cebri.org/arquivo/panorama-integra%C3%A7%C3%A3o-energ%C3%A9tica_vol2.pdf. Acesso em: 13/01/2017

LAMARÃO, S. **Capital privado, poder público e espaço urbano: a disputa pela implantação dos serviços de energia elétrica na cidade do Rio de Janeiro (1905-1915).** Estudos Históricos, Rio de Janeiro, n.29, p. 75-96, 2002.

LANDI, M. **Energia elétrica e políticas públicas: a experiência do setor elétrico brasileiro no período de 1934 a 2005.** Tese (Doutorado em Energia) – Programa inter unidades de Pós-Graduação em Energia na Universidade de São Paulo. São Paulo, 2006.

LIMA, J. L. **Políticas de governo e desenvolvimento do setor de energia elétrica: do código de águas à crise dos anos 80 (1934- 1984).** Rio de Janeiro: Memória da Eletricidade, 1995.

LIST, F. **National System of political economy.** Philadelphia, 1856.

MACHADO, J. B. **Mercosul: Processo de Integração: Origem, evolução e crise.** Ed. Aduaneira LTDA. São Paulo, 2000.

MALAMUD, A. **Prefácio.** In: NETO, W.A.D. **O Brasil e Novas Dimensões da Integração Regional.** IPEA, Rio de Janeiro, 2014.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural.** Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>. Acesso em 03/11/2016

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Boletim Mensal de Monitoramento do Setor Elétrico.** Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/energia-eletrica/publicacoes/boletim-de-monitoramento-do-sistema-eletrico>. Acesso em: 28/10/2016.

NETO, W.A.D. et al. **Relações do Brasil com a América do sul após a Guerra Fria: Política externa, integração, segurança e energia.** In: **O Brasil e Novas Dimensões da Integração Regional.** IPEA, Rio de Janeiro, 2014.

NUTI, M. **Integração Energética na América do Sul: escalas, planejamento e conflitos.** Tese (Doutorado). Programa de Pós Graduação em Planejamento Urbano e Regional-UFRJ. Rio de Janeiro, 2006.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Acompanhamento Mensal dos Intercâmbios Internacionais.** Outubro, 2016. Disponível em: http://www.ons.org.br/download/resultados_operacao/acompanhamento_mensal_intercambios_internacionais/relatorio_intercambio_internacional_201610.pdf. Acesso em: 13/01/2017

ORGANIZACIÓN LATINO AMERICANA DE ENERGIA (OLADE). **Energía: Una Visión sobre los Retos y Oportunidades en América Latina y el Caribe.** Caracas: CAF, 2013.

OXILIA, V.; FAGÁ, M. W. **As motivações para a integração energética na América do Sul com base no gás natural.** Petro & Química, nº 289, p. 70-74. São Paulo, 2006.

PADULA, R. **Integração Regional de Infra-Estrutura e Comércio na América do Sul nos anos 2000: Uma análise político-estratégica.** Tese (Doutorado). Engenharia de Produção–COPPE- UFRJ. Rio de Janeiro, 2010.

PADULA, R. **Infraestrutura, Geopolítica e desenvolvimento na integração sul-americana - uma visão crítica à IIRSA.** Laboratório de Estudos da América Latina, 2011. Disponível em: <http://leal-ufrj.blogspot.com.br/2011/04/artigo-infraestrutura-geopolitica-e.html>. Acesso em: 23/12/2016.

PINTO JUNIOR, H. Q. et al. **Economia da energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial.** Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

PODCAMENI, M. G. V. B. **Sistema de inovação e energia eólica: a experiência brasileira.** Tese (Doutorado). Instituto de Economia - UFRJ. Rio de Janeiro, 2013.

REBUÁ, E.M. **Prefácio.** In: **Integração Energética Regional: Desafios geopolíticos e climáticos.** Rio de Janeiro, Konrad-Adenauer-Stiftung, 2015.

SALGUERO, A. I. **Optimización de los Recursos Energéticos en la Integración Eléctrica: Experiencia Boliviana.** Trabalho apresentado no Seminário Internacional “Integração e Segurança Elétrica na América Latina”. Rio de Janeiro, 25-26 de Agosto de 2016. Apresentação disponível em: <http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/workshops/salguero1.pdf> . Acesso em: 11/01/2017

SAUER, I. L. **A Gênese e a permanência da crise do setor elétrico no Brasil.** Revista USP, São Paulo, n. 104, p. 145-174, 2015.

SCHERMA, F. **Integração econômica e financiamento para projetos de Integração Elétrica.** Trabalho apresentado no Seminário Internacional “Integração e Segurança Elétrica na América Latina”. Rio de Janeiro, 25-26 de Agosto de 2016. Apresentação disponível em : <http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/workshops/scherman1.pdf>. Acesso em 11/01/2017

SENHORAS, E. M. **Avanços e tropeços do Mercosul: Um debate sobre os quinze anos de Integração Regional.** Anais da XIV Jornada Internacional de Jovens Pesquisadores da AUGM. Campinas, 2006.

SILVA, B. G. **Evolução do Setor Elétrico Brasileiro no contexto econômico nacional: uma análise histórica e econométrica de longo prazo.** Dissertação (mestrado). Programa de Pós - Graduação em Energia – EP/FEA/IEE/IF- USP. São Paulo, 2011.

SILVA, E. F. **Principais condicionantes das alterações no modelo de comercialização de energia elétrica: retrospectiva e análise crítica.** Dissertação (mestrado). – Poli-USP. São Paulo, 2008.

SILVA, V. O. et al. **Marcos Supranacionales de la Integración Energética en América del Sur.** V Encuentro Latinoamericano de Economía de la Energía, 2015.

TEIXEIRA, R.A; NETO, W.A.D. **A recuperação do desenvolvimentismo no regionalismo latino-americano.** In: NETO, W.A.D; TEIXEIRA, R.A. **Perspectivas para a Integração da América Latina.** IPEA, Brasília, 2014.

UNCTAD. **Trade and Development Report 2007.** Genève: UNCTAD, 2007.

VAINER, C; NUTI, M. **A integração energética sul-americana: subsídios para uma agenda socioambiental** – Brasília: INESC, 2008

VEIGA, P. M.; RIOS, S. P. **O regionalismo pós-liberal na América do Sul: origens, iniciativas e dilemas.** Santiago de Chile: CEPAL, Série Comércio Internacional, n. 82, 2007.

WWF Report. **Green Energy Leaders: Latin América’s top countries in renewable energy.** November, 2014.