



**XXIII SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

FI/GPL/31
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO - VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

**ANÁLISE CRÍTICA DOS CONDICIONANTES REGULATORIOS E AMBIENTAIS PARA INTEGRAÇÃO
ENERGÉTICA ENTRE PAÍSES A PARTIR DE USINAS HIDROELÉTRICAS BINACIONAIS**

S.G. Novoa C.*

**EPUSP – Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo
Brasil**

D.S. Ramos*

RESUMO

O estudo reportado no presente I.T. apresenta uma análise crítica das experiências existentes em integração energética entre países a partir de usinas hidroelétricas binacionais na América do Sul, perseguindo a identificação das condicionantes que nortearam os ajustes efetivados e a estratégia que possa ser considerada mais eficaz e flexível para sua utilização em futuros empreendimentos, desde o ponto de vista de sua adaptabilidade e flexibilidade aos diferentes modelos e princípios regulatórios, ponderando os aspectos de eficiência, neutralidade econômica, regulatória e ambiental.

PALAVRAS-CHAVE

Política Energética, Integração, Energia, Empreendimentos Binacionais, Sistema Elétrico.

1.0 - INTRODUÇÃO

Diferentes critérios e condicionantes regulatórios têm sido utilizados pelos diferentes países envolvidos em empreendimentos hidroelétricos binacionais na América do Sul, para integração energética entre os respectivos mercados. Inclusive, com o passar do tempo e a evolução da regulamentação de cada país, os mecanismos de integração tem sido implementados com o suporte de diferentes aperfeiçoamentos, surgidos da experiência vivenciada ao longo das duas últimas décadas, com a finalidade de adaptá-los às regulações e conjuntura vigentes.

Nesta perspectiva, busca-se consolidar estes conhecimentos, sob a ótica de que um empreendimento binacional não seria realizado se não existisse vontade dos países sócios de realizar intercâmbios para o aproveitamento do potencial hidrelétrico comum, sendo o empreendimento uma plataforma de viabilização desta vontade das partes. Sendo assim, além de aprofundar nas experiências existentes, o presente trabalho pretende identificar as características de cada situação e estabelecer uma classificação no que se refere à sua adaptabilidade e flexibilidade na adequação dos Marcos Regulatórios e Legislação Ambiental, no que concerne a outras regulações nacionais, assim como em relação à sua eficiência e neutralidade econômica, objetivando a compreensão das razões que levaram cada País a utilizar a estratégia de ajustamento implementada na prática.

Para realização deste estudo, não se pretende julgar a validade ou eficiência dos modelos de regulação elétrica e legislação ambiental vigentes nos países sócios de empreendimentos hidroelétricos binacionais na América do sul, mas sim, partindo desde a premissa da existência de diversos marcos regulatórios, o estudo buscará realizar uma análise crítica perseguindo a identificação de quais os condicionantes que nortearam os ajustes efetivados e a estratégia que possa ser considerada mais eficaz e flexível para sua utilização em futuros projetos, desde o ponto de vista de sua adaptabilidade e flexibilidade aos diferentes modelos e princípios regulatórios, até a ponderação dos aspectos de eficiência e neutralidade econômica.

2.0 - REGULAÇÃO ENERGÉTICA DE INTERESE PARA O ESTUDO

2.1. Relação entre o Mercado Elétrico Brasileiro e Itaipu

2.1.1 – Aspectos Regulatórios

Desde a criação de Itaipu até hoje, o mercado elétrico brasileiro passou por três grandes mudanças: o período anterior à liberalização do mercado (antes de 1993), o período posterior à liberalização (1993-2004) e após a reforma da liberalização (após 2004). Devido à complexidade e ao dinamismo do mercado brasileiro, inclusive dentro desses três períodos, tem ocorrido mudanças na estrutura de aquisição e, sobretudo, do repasse da energia adquirida da Itaipu pela Eletrobrás para o atendimento do mercado interno brasileiro.

Como consequência da assinatura do Tratado de Itaipu foi publicada a Lei nº 5.899, de 1973, que dispõe sobre a aquisição da energia de Itaipu, estabelecendo que a Eletrobrás tem a obrigação de adquirir a energia da quota-parte de Itaipu correspondente ao Brasil, assim como também os excedentes da quota-parte do Paraguai, designa subsidiárias para a aquisição da totalidade da energia de Itaipu e fixa que as quotas-partes contratadas correspondem a frações de potência contratada e energia vinculada e a forma de rateio destas dentre as empresas de distribuição. Após a reforma liberalizante de 1993, a Lei 5.899 sofreu sua primeira mudança, sendo fixado que caberia à Eletrobrás a responsabilidade de promover a construção e operação de centrais elétricas de interesse supra estadual, de modo a possibilitar a associação de outras empresas na realização desses empreendimentos. Em 1999, ocorreram adaptações adicionais na Lei 5.899, com ajuste para a nova realidade do mercado brasileiro após a liberalização. As principais mudanças realizadas podem ser sintetizadas como segue:

- i. A responsabilidade de aquisição de potência e energia e a assinatura de contratos que originalmente a Eletrobrás tinha repassado para suas subsidiárias Furnas e Eletrosul retornam à Eletrobrás.
- ii. O critério para obter quotas-partes de Itaipu foi mudado. O novo critério é de concessionárias que comercializem uma quantidade anual de pelo menos 300 GWh para consumidores finais nas regiões sul, sudeste e centro-oeste.
- iii. Os contratos entre a Eletrobrás e os concessionários autorizados corresponderão aos padrões anteriores, mas serão adaptados à nova realidade do sistema: prazo de 20 anos, renováveis enquanto perdurem os compromissos brasileiros com Itaipu e com tarifas publicadas em ato da ANEEL, assegurando à Eletrobrás o ressarcimento integral dos citados compromissos.
- iv. A contratação do uso do sistema de transmissão necessário para a conexão da usina de Itaipu à rede básica será realizada diretamente pelas concessionárias autorizadas com Furnas ou sua sucessora concessionária, caso venha a existir.

Em relação à operação e inclusão de Itaipu no sistema interligado, a adequação se deu por meio da Lei 9.648, de 1998 e da MP nº 1.819, de 30 de abril de 1999 e foi realizada em duas partes: a primeira estabeleceu que a coordenação da operação interligada seja realizada mediante os critérios da ONS; e a segunda mudou o foco da coordenação relativa à Itaipu, deixando de ser a otimização da região sul-sudeste e passando a ser a coordenação operacional ótima dos sistemas elétricos interligados do Brasil. As modificações da Lei 9.648 são finalmente complementadas através da Lei 10.438, de 2002, a qual designa a Eletrobrás como agente comercializador da energia de Itaipu, ficando encarregada de realizar a comercialização da totalidade dos serviços de eletricidade nos termos da regulamentação da ANEEL, trazendo, em resumo, os seguintes efeitos legais:

- i. Designa a energia vinculada à potência contratada de Itaipu como Energia Assegurada e estipula que esta será calculada utilizando a mesma metodologia empregada no cálculo de Energia Assegurada das usinas participantes do MRE – Mecanismo de Realocação de Energia do Sistema Interligado Brasileiro;
- ii. Cria o conceito de energia não vinculada à potência contratada de Itaipu e define esta como a energia gerada acima da Energia Assegurada (Posterior Garantia Física). A definição corresponde com a definição de energia secundária das usinas participantes do MRE;
- iii. Estabelece a participação no MRE, relação com o MAE (e posteriormente CCEE) e regras de contabilização para a energia de Itaipu;
- iv. Estabelece as atribuições da ANEEL em relação a Itaipu;
- v. Cria a conta de comercialização de energia elétrica de Itaipu e estabelece a operacionalização dos créditos e débitos em tal conta.

2.1.2. Exportação e Importação de Energia no Mercado Elétrico Brasileiro

O modelo de comercialização do setor elétrico brasileiro inclui as figuras dos agentes importadores e exportadores de energia, os quais precisam de autorização do Poder Concedente para realizar importação ou exportação de energia elétrica, podendo estes agentes operar tanto no Sistema Interligado Nacional como em Sistemas Isolados. Atualmente o Brasil importa energia do Paraguai e da Venezuela e realiza trocas de energia com a Argentina e o Paraguai. As compras e vendas de energia são feitas mediante contratos registrados na CCEE. No caso específico da importação do Paraguai, a importação é regida pelo Tratado de Itaipu entre os dois países, sendo a tarifa da energia de Itaipu regulada pela Aneel, respeitando a formulação do tratado.

2.1.3. Aspectos Ambientais no Mercado Elétrico Brasileiro

Todos os novos empreendimentos do setor elétrico têm que passar por licenciamento ambiental. Para projetos com impacto local o órgão licenciador é municipal, para projetos de maior impacto a competência do licenciamento é estadual e para projetos com impacto em mais de uma unidade da federação, a competência é federal. Cada projeto precisa obter três licenças ambientais. A primeira é a licença prévia, que delimita os impactos do projeto e estabelece uma lista de compensações sócio-ambientais para mitigar eventuais impactos do projeto sobre o meio-ambiente e sobre a população local. A segunda é a licença de instalação que é emitida após apresentação pelo empreendedor de um plano detalhado para a implementação das compensações sócio-ambientais estabelecidas pela licença prévia. As obras só podem iniciar após emissão da licença prévia pelo órgão competente. Finalmente, a terceira licença é a licença de operação, que é emitida pelo órgão ambiental após a comprovação pelo empreendedor da efetiva implantação das ações das compensações sócio-ambientais relacionadas ao projeto. A operação comercial do projeto só pode ocorrer após emitida a licença de operação.

A obtenção das licenças ambientais é normalmente atribuição do empreendedor, com a importante exceção dos projetos hidroelétricos. Neste caso, a EPE é a responsável pela obtenção da licença prévia e pela declaração de disponibilidade de recursos hídricos, antes da realização do leilão de energia nova.

2.2 Relação entre o Mercado Elétrico Argentino e Salto Grande e Yacyretá

Inicialmente, conforme previsto no Tratado de Yacyretá de 1973 e no Convênio de Salto Grande de 1946, a energia gerada pelos dois empreendimentos binacionais era adquirida por AyE. No caso de Salto Grande, o valor é calculado conforme descrito no convênio e suas alterações posteriores e, no caso de Yacyretá, o valor é calculado conforme previsto na Nota Reversal de 1992 (NR92), devido à sua publicação ser anterior ao início das operações da usina.

Durante o processo de privatização iniciado em 1992 a AyE foi incluída e, junto com a liquidação da empresa foi criada, mediante o Decreto n. 616, de 1997, a EBISA, empresa federal encarregada da comercialização da energia elétrica provinda de aproveitamentos binacionais e interconexões que tivessem sido designadas anteriormente à AyE. Portanto, se a AyE era uma empresa integrada com tarifas pelo custo do serviço, a EBISA é uma empresa comercializadora e, sendo assim, vende a energia de suas representadas ao preço spot correspondente, calculado por CAMESSA.

No caso de Salto Grande, após decretado que a comercialização da energia seria realizada por EBISA, a solução para precificar a energia foi dada pela resolução SE n° 433 de 1998. Em complemento a esta resolução, foi estabelecido o fundo especial de Salto Grande, gerado através dos benefícios financeiros da venda de energia, conforme estipulada na resolução 433/1998, destinado para as províncias de Entre Rios (67,5%), Corrientes (27,5%) e Misiones (5%). No caso de Yacyretá, devido à usina ter entrado em operação somente em 1994, a única tarifa que se esperava que fosse aplicada corresponde à estabelecida mediante a NR92 (Mesmo que não existindo acordo entre as partes a respeito da sua aplicação até hoje). Porém, na prática, não é o que ocorre. O que de fato parece ocorrer é que a Argentina efetivamente paga um valor menor que o valor estipulado na NR92 reajustado ao valor presente, sendo que as diferenças ao longo do tempo são registrados como parte da amortização da dívida de EBY com o tesouro da Argentina. Do lado Paraguai, o valor pago também não corresponde ao estabelecido na NR92; entretanto, dado que o governo do Paraguai não aprovou esta Nota Reversal, o país ignora esse Diploma Legal e paga um valor equivalente ao cálculo do preço mediante a fórmula original de precificação estipulada no Tratado de Yacyretá. Para efeitos de quantificação, EBY contabiliza a diferença entre estes valores e desconta do pagamento realizado pela energia cedida e pelo território inundado que o Paraguai deve receber da EBY.

2.2.1. Exportação e Importação de Energia no Mercado Elétrico Argentino

A Resolução n° 21/975, de 1997, da Secretaria de Energia, regulamenta a comercialização, seja exportação ou importação de energia elétrica, entre os agentes do mercado argentino e as empresas que pertencem a mercados de outros países. Ficou estabelecido que se pode fazer dois tipos de operações de exportação e importação de energia elétrica. Um deles é nomeado "intercâmbio firme", onde se acordam entre as partes que uma determinada potência deve ser entregue no nó de fronteira, com garantia de abastecimento. Esta modalidade é firmada mediante a uma contratação de potência firme com energia associada, seja de importação ou exportação. A potência firme é a capacidade de gerar energia colocada a disposição por parte de um vendedor, caso o comprador precise dessa energia. Outra modalidade de exportação e importação de energia consiste no intercâmbio de oportunidade. Esta modalidade considera as transações ininterruptas do mercado spot. Ou seja, é uma modalidade de intercâmbio de energia baseada em excedentes de energia. Nesse caso, a operação é limitada a energia excedente e não existe uma operação de potência.

O agente dentro do mercado argentino que opera como importador ou exportador de energia é responsável pelo pagamento de encargos resultantes no mercado devido a esta transação, sendo faturado por CAMMESA. A exportação é considerada uma demanda adicional que se agrega ao mercado na fronteira do sistema e deve pagar as taxas de transporte que correspondem às perdas elétricas, como se fosse um grande consumidor. O nó de fronteira é definido como um lugar físico ou nó equivalente de onde se considera o intercâmbio com o outro país.

Por exemplo, o nó de fronteira para os contratos celebrados com o Brasil foi estabelecido em um ponto entre a fronteira da Argentina com o Brasil sobre o Rio Paraná. Os permisos de importação e exportação são outorgados pela Secretaria de Energía[1].

2.2.2. Aspectos Ambientais no Mercado Elétrico Argentino

A partir da reforma constitucional de 1994, as normas ambientais são repassadas para a esfera federal. Desta forma, o Congresso Nacional passou a legislar a respeito dos assuntos ambientais. A Lei Geral do Meio Ambiente, de 27 de novembro de 2002, lei dispõe que toda a atividade susceptível de degradação ambiental deve apresentar um Estudo de Impacto Ambiental. A Lei Geral da Eletricidade (Lei nº 24.065) de 1991, estabelece a obrigatoriedade de um Certificado de Conveniência e Necessidade Pública de todas as novas construções de expansão do sistema de transmissão ou distribuição. O ENRE emitiu a Resolução com a finalidade de regulamentar e determinar a magnitude das instalações cuja operação e construção requerem qualificação de necessidade pública [16]. Uma nova Resolução ENRE regulamentou as condições ambientais exigidas para instalações de linhas de transmissão e estações transformadoras e/ou compensadoras, que se projetem ou construam em sistemas sujeitos a jurisdição nacional, foi expedida também uma resolução complementar. Outra resolução ENRE relevante corresponde à nº 77/1998 a qual determina as características do Estudo de Avaliação de Impacto Ambiental necessário para construção e operação de instalações de transmissão e distribuição de eletricidade [2].

2.3 Relação entre o Mercado Elétrico Paraguai e Itaipu e Yacyretá

Como já mencionado anteriormente, a venda de energia elétrica no Paraguai objetiva o suprimento à carga da ANDE, que tem usuários do Mercado Nacional que juntos somam um consumo anual em torno de 6.000 GWh e um Mercado de Exportação para Argentina e Brasil. As exportações são realizadas em conformidade com os Tratados de Yacretá e Itaipú, respectivamente.

As diretrizes da ANDE encontram-se na Lei 966, de 1964, que não sofreu modificações até hoje. Em seu Capítulo relativo a tarifas, estipula-se que as tarifas de fornecimento de energia elétrica serão calculadas mediante custo do serviço, com uma rentabilidade permitida entre 8% e 10%. Toda modificação tarifária aprovada pelo conselho será submetida ao Conselho Nacional de Coordenação Econômica. Sendo assim, quem fixa e aprova efetivamente as tarifas é o governo do Paraguai.

2.3.1. Exportação e Importação de Energia no Mercado Elétrico Paraguai

A legislação autoriza a ANDE a comprar e vender energia, dentro e fora do território paraguaio, de outras empresas ou sistemas elétricos de serviço público ou privado, bem como o intercâmbio de energia com elas. Para suprir a falta de marco regulatório, todos os intercâmbios realizados até o momento têm sido regulados por acordos bilaterais [3].

2.3.2. Aspectos Ambientais no Mercado Elétrico Paraguai

As obras de geração e transmissão exigem um documento chamado "Declaração de Impacto Ambiental", de maneira que a obra cumpra as condições estabelecidas para a proteção adequada do meio ambiente e dos recursos naturais. O Sistema Nacional do Meio Ambiente é composto pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAM) e o Ministério do Meio Ambiente (SEAM), ambos foram criados em 2000 pela Lei Nacional nº 1.561. O CONAM é um órgão colegiado, de caráter inter-institucional, com funções de instância deliberativa, consultiva e definidora da política ambiental nacional paraguaia. O SEAM é uma instituição autônoma com personalidade jurídica de direito público, com ativos próprios, com os objetivos de formular, coordenar, executar e fiscalizar a política ambiental nacional [2].

2.4 Relação entre o Mercado Elétrico Uruguai e Salto Grande

Em 1979, quando se inicia a incorporação ao sistema elétrico uruguai da central hidrelétrica de Salto Grande, a legislação vigente correspondia a *Ley Nacional de Electricidad*, Lei 14.694, de 1977, nessa época, as tarifas para a venda de energia elétrica eram determinadas mediante uma fórmula de custo de serviço, considerando uma rentabilidade permitida entre 6% e 10%.

Já, após a reforma do setor, foi publicado o Regulamento da Lei nº 16.832 (Decreto nº 22/999), o qual, em seu Artigo 6, estipula que organismos internacionais constituídos para a exploração conjunta de centrais de energia binacionais ou multinacionais, em que uma das partes seja Uruguai, terão direito de atuar no mercado atacadista de energia elétrica uruguai, mas as transações serão realizadas por seu representante nacional, no caso de Salto Grande, o representante é a UTE. A UTE pós-reforma corresponde a uma empresa com regulação baseada em ganhos econômicos por performance, visando uma empresa eficiente e que repasse os custos do seu portfólio de geração (pelo período de adaptação utilizou-se um esquema de contratos iniciais).

Sendo assim – e sabendo que o preço da energia proveniente de Salto Grande não é ditado pela regulamentação

nacional ou negociações bilaterais, e sim pelo Convênio de 30/12/46, suas modificações via Notas Reversais, pelo acordo de interconexão e suas posteriores modificações –, é possível inferir que na época anterior à abertura do mercado uruguaio, a UTE colocava a energia de Salto Grande dentro de seus custos de exploração e, na época posterior, a abertura do mercado UTE Geração colocou a energia de Salto Grande dentro do esquema de contratos iniciais.

2.4.1. Exportação e Importação de Energia no Mercado Elétrico Uruguaio

Embora a capacidade de interligação com a Argentina seja superior que a demanda total do Uruguai, as atuais limitações existentes na Argentina na disponibilidade de recursos energéticos e na capacidade de transporte das linhas de transmissão, dificultam a importação de energia firme da Argentina. Existe também comércio de energia ocasional entre ambos os países, tal como previsto no acordo de interligação (substituição na metade da soma dos custos marginais, que dependem da exportação) [4].

2.4.2. Aspectos Ambientais no Mercado Elétrico Uruguaio

A Avaliação de Impacto Ambiental (AIA) foi regulada pela primeira vez em 1994, a partir da Lei nº 16.466 e, em 2005, um novo regulamento de avaliação (Decreto 349/005) foi criado. Este decreto regulamenta o procedimento para se obter a AAP (autorização ambiental prévia) de concessão do DINAMA, dependente do Ministério da Habitação, Planejamento Territorial e Meio Ambiente para autorizar um projeto. A construção de usinas de geração de energia elétrica maiores que 10 MW são citadas no parágrafo 16 do Artigo 2º do Decreto 349/005, o que implica que está sujeita ao processo de EIA [5].

3.0 - ANÁLISE

Considerando as informações anteriormente expostas, somadas aos descritivos dos setores elétricos dos países sob análise¹ e desde o ponto de vista dos critérios de desenhos de mercados elétricos expostos em [12][13], será realizada uma classificação com a finalidade de verificar o grau de convergência dos modelos elétricos dos países com empreendimentos hidroelétricos binacionais:

- Se bem que o Brasil tenha seu ponto de início regulatório num mercado elétrico integrado e 100% público, após a crise dos anos 1980 passou por um processo de privatização e liberalização no qual foi implementado um mercado do tipo atacadista (Modelo 3). Uma vez já implementado o marco regulatório, mas ainda durante o processo de privatização a crise elétrica levou o Brasil a reconsiderar o grau e relevância da participação estatal (não o modelo per se), processo que deteve as privatizações e aumentou gradativamente a participação das empresas estatais como ferramenta de política energética. A confirmação desta característica pode ser visualizada na publicação da lei 12.783/2013, a qual estabelece a prorrogação das concessões de geração hidroelétrica vigentes mediante um regime de cotas de garantia física, com tarifa fixada pelo poder concedente e alocação obrigatória no portfólio das empresas distribuidoras. Este sistema pode ser interpretado como um primeiro passo no caminho a um modelo de comprador único.
- Argentina, dos países sob análise, foi o primeiro a implementar uma reforma liberalizante e que realizou uma privatização mais agressiva. Apesar de ter implementado um modelo de mercado atacadista exitoso, a crise econômica do ano 2001 levou à Argentina a aprovar diversas medidas que emergência econômica que acabaram por inibir os investimentos no País, fato que gerou uma crise no setor elétrico. Esta crise obrigou o País a incrementar sua participação estatal, já que os privados não estavam dispostos a investir devido à situação de instabilidade, e, finalmente, no ano 2013, o país, com a finalidade de conseguir melhorar as condições para os investidores, acabou implementando um modelo de comprador único (Modelo 2).
- Paraguai, devido ao seu tamanho e os projetos de geração hidroelétrica binacional dos quais participa, não tem maior necessidade de realizar investimentos no setor elétrico e tem permanecido com uma estrutura 100% estatal e 100% integrada.
- Diferente do Paraguai, o Uruguai, País de tamanho similar, mas com menor disponibilidade de recursos naturais, tem precisado de investimentos adicionais no setor elétrico e para isto, decidiu realizar uma reforma de modelo visando dois grandes objetivos: (i) atração de capital privado e (ii) respaldo firme mediante interconexão elétrica. Para isto, devido a tamanho, foi escolhido o caminho do modelo de comprador único. É importante lembrar que a decisão de implementação de um novo marco regulatório que buscasse respaldo firme nos países vizinhos, foi fortemente influenciado pela Argentina [14].

¹ O detalhamento dos antecedentes sobre os modelos regulatórios dos países sob análise podem ser encontrados em: [1],[2],[6],[7],[8],[9],[10],[11]

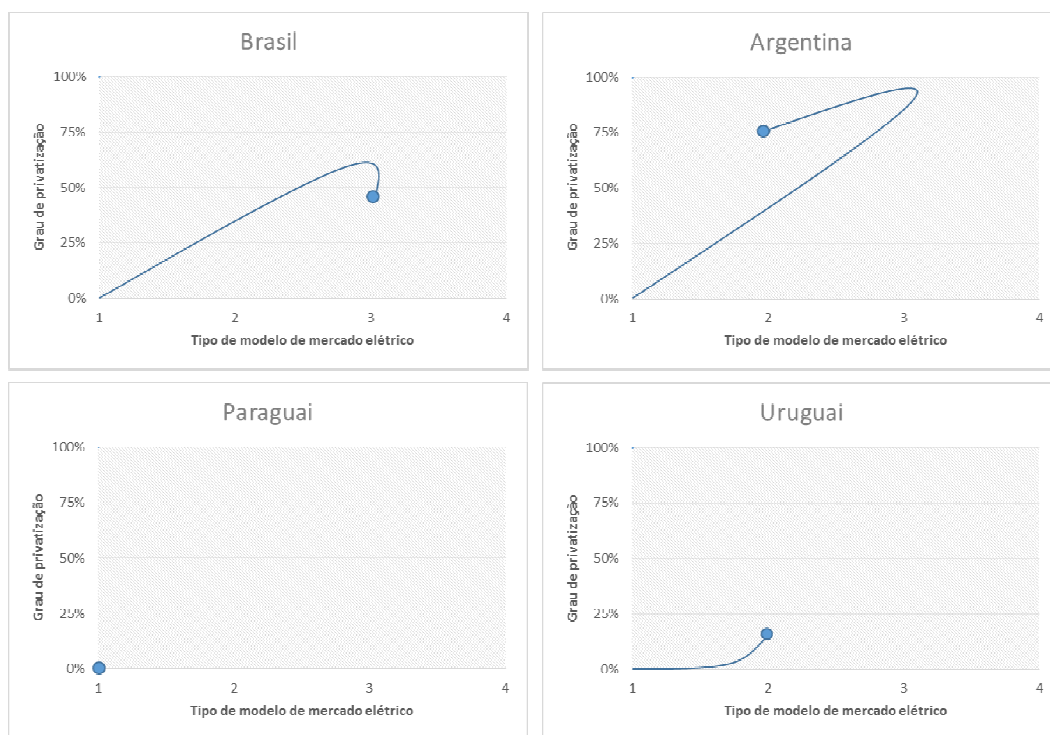


Figura 1 – Evolução no tempo dos mercados elétricos sob análise em relação a tipo de mercado e grau de privatização.

Importante notar três fatos: (i) Durante a realização e construção dos três empreendimentos, os modelos regulatórios dos países envolvidos eram do tipo Integrado e 100% estatal; (ii) Na época da realização e construção de ditos empreendimentos, a legislação ambiental e preocupação social em relação a estes quesitos era praticamente inexistente e; (iii) Com as mudanças dos marcos regulatórios nacionais, arranjos de mercado foram criados, permitindo diferentes opções de comercialização tanto interna como de importação/exportação entre os países e, a pesar de todas as mudanças realizadas, os acordos binacionais sempre foram respeitados. Este último fato não deixa de ser relevante considerando que, tradicionalmente, os países Sul-Americanos são considerados instáveis.

Desde o ponto de vista dos arranjos de importação/exportação, os países estudados têm criado diferentes metodologias durante seus processos de mudanças regulatórias. As experiências mais relevantes para nosso análise são as seguintes:

- Intercâmbios firmes sob o princípio de reciprocidade². Neste quesito Argentina implementou o sistema de livre acesso a rede inclusive antes que os Estados Unidos.³
- Acordo de interconexão Argentina – Uruguai, sob o contexto da usina binacional de Salto Grande e num momento de grande excesso de capacidade técnica no mercado argentino, Este acordo buscou uma integração profunda dos mercados de ambos os países, permitindo a assinatura de contratos firmes entre empresas privadas, equalização de custos marginais e sincronização de despachos. Neste contexto, a energia de Salto Grande é comercializada a custo marginal pelas empresas nacionais de cada país, maiores informações em relação a este acordo em [14][15].
- Criação de empresa específica para comercializar energia decorrente dos projetos binacionais dentro do território nacional.

Na legislação ambiental, a regulamentação ambiental vigente em todos os países estudados seguem os mesmos princípios. Existem processos de avaliação de impacto ambiental e licenças a ser obtidas para realização dos empreendimentos de geração, admitindo que o grau de complexidade para obtenção das respectivas licenças ambientais varia de um país para outro e, por tanto, tanto as compensações para as comunidades afetadas como o grau de rejeição das mesmas possam ser diferentes, o modelo regulatório é basicamente o mesmo.

² Resolução n°21/975 do ano 1997, regulamentou a exportação ou importação de energia elétrica sob o princípio de reciprocidade de acesso à rede e permitindo acordos entre agentes do mercado argentino e empresas que pertençam a mercados de outros países.

³ A FERC Order N° 888 – Estabeleceu o livre acesso as redes de transmissão por empresas estrangeiras mediante a o princípio de reciprocidade de condições no ano 1998.

4.0 - CONCLUSÃO

Na atualidade, devido às pressões sociais e ambientais, a realização de empreendimentos hidráulicos de grande porte já é um grande desafio, e, por tanto, a realização de um empreendimento desta envergadura, e ainda binacional, sem apoio e suporte dos governos envolvidos é insuperável.

A realização de acordos internacionais para a criação de empresas binacionais encarregadas da realização dos empreendimentos tem se mostrado uma experiência exitosa, contudo não livre de controvérsias. A questão da audibilidade das operações e responsabilidade perante os países contratantes ainda é um quesito aperfeiçoável (Experiência de Yacretá).

A metodologia de precificação utilizada nos empreendimentos realizados, Custo do Serviço, é um claro reflexo do momento econômico em que os projetos foram realizados, para realização de futuros projetos é proposta uma revisão destas premissas considerando novas possibilidades revisadas em [16]

A equalização regulatória dos mercados elétricos, a pesar de ser desejável não é uma condição necessária desde o ponto de vista da realização do investimento, isto considerando que os países sempre podem se comprometer a comprar e absorber a cota-parte correspondente a cada um e estabelecer os arranjos que considerem necessários para internalizar esta energia em seus territórios. Contudo, entende-se que um empreendimento binacional não seria realizado se não existisse vontade dos países sócios de realizar intercâmbios para o melhor aproveitamento do potencial hidroelétrico comum e, portanto, um empreendimento destas características é intrinsecamente a concretização da vontade das partes de integrar, em algum grau, seus mercados elétricos.

Partindo desta premissa, princípios de livre acesso às redes de transmissão mediante a entrega de reciprocidade de condições de mercado, como os implementados pela Argentina mediante a resolução n°21/975 são altamente desejáveis, assim como a criação de estruturas transparentes e simplificadas para a comercialização da energia provida dos empreendimentos. Importante lembrar que a comercialização desta energia não necessariamente deve ter fins comerciais, já que os países podem ter desenvolvido estes projetos com fins estratégicos ou fundos públicos.

A estrutura de cessão de energia utilizada nos três projetos existentes tem se mostrado uma formulação justa e satisfatória considerando a coparticipação e financiamento proporcional por parte dos países envolvidos. Contudo, formulas de mercado devem ser consideradas uma vez que as dívidas sejam completamente amortizadas.

Desde o ponto de vista da legislação ambiental, as informações levantadas para o presente artigo apontam que os caminhos seguidos pelos países sob estudo tem sido similares. Em todos eles é necessária a realização de um estudo de impacto ambiental e obtenção de licenças que compreendem diferentes graus de compensações para as comunidades afetadas. Uma equalização regulatória neste quesito aparenta de uma realizabilidade maior do que no marco regulatório elétrico, com tudo, as experiências existentes mostram que as metodologias de compensação econômica implementadas nos projetos realizados tem resultado satisfatórias e servem como exemplo para futuros projetos.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) CIER - Comisión de Integración Energética Regional. "Regulación Sector Eléctrico - Uruguay". Montevideo: CIER, 2013.
- (2) CIER - Comisión de Integración Energética Regional. "Licenciamiento Ambiental y de Servidumbres en Transmisión". Montevideo: CIER, 2013.
- (3) CIER - Comisión de Integración Energética Regional. "Regulación Sector Eléctrico - Paraguay". Montevideo: CIER, 2013.
- (4) CIER - Comisión de Integración Energética Regional. "Regulación Sector Eléctrico - Uruguay". Montevideo: CIER, 2013.
- (5) ENERGIA LIMPA 33. "Informe Ambiental Resumen 2013". Villa Sara: ENERGIA LIMPA 33, 2013.
- (6) ABREU, Y. V. Reestruturação do setor elétrico brasileiro: Questões e perspectivas. 1999. Dissertação (Mestrado em Energia) – Instituto de Eletrotécnica e Energia, Escola Politécnica, Faculdade de Economia e Administração, Instituto de Física, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1999.
- (7) ETCHEVERRY, M. S. Privatização do setor elétrico brasileiro: impactos sobre o trabalho. 2008. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Ciências Econômicas) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2008.
- (8) LAPEÑA, J. Una descripción funcional del sector energético argentino. In: IAE, 2012.
- (9) ESTRATEGIA&GESTION. La historia del suministro de energía eléctrica en Argentina..
- (10) PARAGUAI. Ley n° 966, de 12 de agosto de 1964. Que crea a Administración Nacional de Electricidad (ANDE). Asunción.
- (11) VAILLANT, M. Cambios en el marco regulatorio del sector eléctrico en el Uruguay. Uruguay: Universidad de la República, 1995.
- (12) KIRSCHEN, D. S., STRBAC, G. "Fundamentals of Power System Economics". Wiley, 2004.

- (13) HUNT, S. "Making Competition Work in Electricity". Wiley, 2002.
- (14) DUBROVSKY, H., RUCHANSKY, B. El desarrollo y la provisión de servicios de infraestructura: La experiencia de la energía eléctrica en Uruguay en el período 1990-2009. CEPAL, 2010.
- (15) CTM SALTO GRANDE. Livro Azul – Documentos y Antecedentes.
- (16) RAMOS, D. S., NOVOA, S. G., Avaliação da metodologia de custo do serviço no contexto dos empreendimentos hidroelétricos binacionais – estudo comparativo e identificação de vantagens e desvantagens de sua aplicação. XVI ERIAC, 2015, Foz de Iguaçu.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Sebastian G. Novoa C.

Possui graduação em Engenharia Civil Eletrônica pela Universidade Técnica Federico Santa María de Valparaíso - Chile (2010). Mestrando em sistemas de potência pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (2015). Possui experiência como consultor, executivo e pesquisador nas seguintes áreas: Regulação do Setor Elétrico de países Sul-americanos, Estudos energéticos e Avaliação Técnico-Econômica de Projetos de Geração e eficiência energética. Atualmente atua como responsável pelas operações de ECOM Energia no Chile.



Dorel Soares Ramos

Graduação, mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica pela USP. Foi Diretor do Grupo EDP Energias do Brasil. É Professor do Depto. de Eng. de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da USP. Atuou na CESP 18 anos, onde foi Gerente do Depto. de Planejamento, responsável pelos estudos de projeção de mercado e expansão da transmissão e geração. Fez trabalhos de Consultoria em Planejamento de Sistemas Elétricos e em Modelagem Institucional em vários países, tais como México; El Salvador; Venezuela; Colômbia; Chile; Costa Rica e Suriname. Foi Consultor do MME, tendo participado do Projeto RE-SEB (Re-estruturação do Setor Elétrico Brasileiro); e foi um dos formuladores do atual Modelo Institucional do Setor. Tem 40 anos de atuação no setor elétrico, nas áreas de planejamento, regulação, comercialização e análise de riscos, geração e modelagem institucional do setor elétrico. Publicou mais de 250 artigos e dois livros na sua área de atuação.