

Os *White Papers* do Instituto Acende Brasil consolidam análises e recomendações aprofundadas sobre temas do Setor Elétrico Brasileiro e visam à promoção de discussões qualificadas sobre as seguintes dimensões setoriais: Agência Reguladora, Governança Corporativa, Impostos e Encargos, Leilões de Energia e Transmissão, Meio Ambiente e Sociedade, Oferta de Energia, Rentabilidade, Tarifa e Regulação.

Para saber mais sobre o Instituto Acende Brasil acesse www.acendebrazil.com.br

ENERGIA E GEOPOLÍTICA: COMPROMISSO VERSUS OPORTUNISMO

O Brasil tem buscado implementar projetos de integração energética nas últimas décadas por meio da interligação de sistemas elétricos, construção de gasodutos e construção de usinas em parcerias internacionais. Uma análise sistemática destes projetos revela que os riscos introduzidos por agentes de outras jurisdições têm gerado custos inesperados que, por sua vez, reduzem ou até mesmo superam os benefícios esperados de tal integração.

Estes abalos advêm da alteração das condições pactuadas após a definição do projeto. As alterações nas condições pactuadas ocorreram pela intervenção direta dos governos vizinhos (na forma, por exemplo, de desapropriação de ativos, alterações tributárias e imposição de racionamento) ou por negociação na arena estritamente política de tratados, protocolos e acordos.

A reação do governo brasileiro, ao longo da última década, tem sido, por sua vez, bastante previsível, e sempre baseada na “acomodação” dos pleitos e intervenções de nossos

vizinhos, acarretando custos bilionários para consumidores, contribuintes e empresas brasileiras, sejam elas estatais ou privadas.

Foram examinados 11 incidentes em que intervenções ou pleitos de nossos países parceiros alteraram as condições originalmente pactuadas em contratos ou tratados.

O impacto de tais alterações foi de perdas de cerca de R\$ 6,7 bilhões para o Brasil. E, olhando para o futuro, as intervenções já realizadas ou em andamento poderiam elevar esta cifra para mais de R\$ 21 bilhões.

“However beautiful the strategy, you should occasionally look at the results.”
“Por mais bela que seja a estratégia, ocasionalmente convém verificar seus resultados.” (Winston Churchill)

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	2	3.5 Despacho Fora da Ordem de Mérito Econômico.....	14
2. EMPREENDIMENTOS DE ENERGIA E CONTRATOS.....	4	4. USINA HIDRELÉTRICA DE ITAIPU.....	15
2.1 Características de empreendimentos elétricos	4	4.1 Antecedentes	15
2.2 Compromisso e oportunismo segundo a Teoria dos Jogos	5	4.2 A anatomia do Tratado de Itaipu.....	16
3 HISTÓRICO DE CONTRATOS DE ENERGIA INTERNACIONAIS	8	4.2.1 Tratado de Itaipu.....	16
3.1 Fornecimento de gás natural da Argentina para a AES Uruguiana.....	9	4.2.2 Anexo C do Tratado.....	17
3.2 Intercâmbio de “energia excepcional” entre Brasil-Argentina	10	4.2.3 Fluxos financeiros e de fornecimento de energia	19
3.3 Fornecimento de gás da Bolívia.....	12	4.3 O histórico de Itaipu	22
3.3.1 Nacionalização das instalações de gás natural da Petrobras	12	4.4 O custo das alterações propostas.....	24
3.3.2 Elevação do preço de fornecimento do gás natural	13	4.4.1 Remuneração por cessão de energia.....	25
3.3.3 TermoCuiabá	13	4.4.2 Comercialização da energia proveniente de Itaipu	25
3.4 Importação de energia da Venezuela	14	4.4.3 Linha de transmissão.....	26
		5. CONCLUSÃO.....	27
		REFERÊNCIAS.....	29

1. INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas, transações comerciais de energia entre países têm se tornado mais comuns na América do Sul.

Conceitualmente, a integração energética entre países pode proporcionar uma série de benefícios: exploração das complementariedades entre os sistemas elétricos, maior segurança energética, diversificação de fontes energéticas e economias de escala.

Por outro lado, a integração energética também introduz outros riscos decorrentes do envolvimento de outras instituições (Governo, Congresso, Reguladores e grupos de pressão econômica e política).

Será demonstrado que para que os benefícios da integração energética possam ser plenamente alcançados é absolutamente necessário o respeito mútuo aos compromissos estabelecidos.

Vantagens conceituais da integração energética

A gestão integrada e eficiente dos sistemas energéticos latino-americanos poderia produzir economias relevantes para os países envolvidos. Essa economia pode vir de várias frentes. A interligação dos sistemas elétricos permitiria, por exemplo, um melhor aproveitamento dos recursos hidrelétricos, ao permitir a exploração das complementariedades hidrológicas, tais como as ocasionadas pelo fenômeno El Niño que, por provocar estiagens na região norte do continente, reduz a capacidade de geração hidrelétrica na Venezuela, Colômbia e Peru, enquanto aumenta a capacidade de geração das hidrelétricas da região sul do Brasil.

Outra fonte de economias da integração energética seria a segurança e regularidade no fornecimento. Os países tendem a sofrer crises de suprimento em momentos distintos. Havendo interligações, os países podem importar ou exportar energia uns dos outros, tornando seus sistemas mais robustos. Além disso, a integração permite diversificar a matriz energética regional, o que proporcionaria um fornecimento mais confiável.

A integração também facilitaria o desenvolvimento de recursos energéticos ao proporcionar escala: muitos países não exploram seus recursos energéticos porque a sua demanda seria insuficiente para justificar o projeto nos primeiros anos. Com a integração, seria possível a exportação do excedente de países com pouca demanda para países com muita demanda por energia.

A integração energética também permitiria a exploração dos recursos energéticos de forma racional, desenvolvendo-se em primeiro lugar os recursos energéticos de melhor relação de custo-benefício, de forma a reduzir o custo para os consumidores.

Riscos inerentes à integração energética

O Brasil tem deliberadamente buscado intensificar a integração energética com seus países vizinhos nas últimas décadas. O exemplo mais notório é a hidrelétrica binacional de Itaipu com o Paraguai. Outros exemplos são as interligações elétricas – com a Argentina, Paraguai, Uruguai e Venezuela – e os gasodutos para o transporte de gás natural advindo da Bolívia e da Argentina.

Em contraponto aos benefícios da integração energética, o suprimento de energia de outros países também introduz uma série de riscos. Na literatura especializada, existe um ramo específico dedicado ao estudo dessa questão, denominada segurança energética.¹ A confiabilidade do suprimento de energia de outros países, por envolver outras jurisdições, está sujeito a interferências de outros agentes (governos e reguladores) e de distúrbios decorrente de convulsões sociais. Devido ao potencial de dano associado a este tipo de interferência ou distúrbio, frequentemente a segurança energética se sobrepõe a critérios econômicos na definição da política energética nacional.

¹ Alguns exemplos de artigos acadêmicos abordando a questão de segurança energética são: Yergin, D. (2006) Ensuring Energy Security. *Foreign Affairs* 85(2): 69-76; Chevalier, J. (2006) Security of energy supply for the European Union. *European Review of Energy Markets* 1 (3): 1-20; e Westphal, K. (2006) Energy Policy between Multilateral Governance and Geopolitics: Whither Europe? *European Energy Policy* 4: 44-62.

Vantagens versus riscos: saldo negativo para o Brasil

Considerados estes riscos, a experiência recente brasileira de integração energética na última década não tem sido boa: em todos os casos analisados neste *White Paper*, o Brasil sofreu perdas devido ao descumprimento dos compromissos assumidos pelos nossos vizinhos.

A observação de uma série de eventos recentes permite concluir que o descumprimento do contrato não advém de falha da empresa imediatamente responsável pelo suprimento, mas de intervenções governamentais de nossos países vizinhos, seja por meio de alterações no regime regulatório-tributário, acordos diplomáticos, desapropriação de ativos pelo governo ou decretos de racionamento de energia.

Essas intervenções têm o efeito de reduzir ou mesmo anular os benefícios esperados dessas transações internacionais. Pior ainda é a constatação de que os riscos político, regulatório, jurídico, diplomático, entre outros, introduzidos nestas transações internacionais podem encarecer e ampliar o risco de suprimento de energia. Assim, contratos de suprimento que deveriam aumentar a segurança energética do país têm sido fonte de novas vulnerabilidades.

A estabilidade e previsibilidade são elementos essenciais no setor elétrico. As usinas de geração e a infra-estrutura de transmissão e distribuição requerem prazos longos para sua implantação, o que significa que o planejamento do setor precisa ser feito com bastante antecedência. Quando intervenções externas provocam alterações nos custos ou na forma de operar desses ativos, todo o planejamento do sistema elétrico fica comprometido – e por muito tempo – já que tais ativos têm uma longa vida útil e uma vez instalados não podem ser realocados para outros usos.

A atitude do governo brasileiro diante dos pleitos e intervenções dos nossos vizinhos tem sido de “acomodação”. Numa perspectiva de longo prazo, deve-se refletir se o relaxamento dos compromissos estabelecidos é a forma mais apropriada de “ajudar nossos vizinhos”, argumento que passou a ser frequentemente utilizado para justificar tais “acomodações” diante da falta de argumentos racionais baseados na lei e nos contratos.

As consequências da política externa brasileira recente – de “acomodação” aos pleitos de nossos vizinhos – não requer nenhuma interpretação ideológica porque ela pode ser objetivamente calculada. Conforme se verá, tal política tem custado bilhões para consumidores, investidores e contribuintes do Brasil. Além da perda econômica imediata para o Brasil, o efeito desta política é o de elevar o risco político atribuído a esse tipo de projeto para todos os países envolvidos na tão desejada integração energética, o que por sua vez reduzirá a atratividade de novos projetos de integração energética pelo encarecimento do capital.

O caminho para a integração eficiente e criadora de valor para o Brasil e vizinhos

Ao invés das escolhas recentes de caráter ideológico, escolhas que produziram prejuízos bilionários para o Brasil e que já provocam aumento da percepção de risco, melhor seria apregoar a importância de se respeitar os compromissos firmados como instrumento para viabilizar futuros projetos de integração energética.

Empreendimentos de energia envolvem grandes investimentos em ativos específicos e de longa maturação. Na ausência de um ambiente institucional-regulatório estável e previsível, o desenvolvimento do setor é prejudicado, resultando na elevação do custo para os consumidores de energia. Para fomentar o desenvolvimento eficiente do setor é absolutamente crucial o respeito aos contratos.

Auxílio a outros países devem ser apresentados e aprovados pelo Congresso Nacional por meio de dotações orçamentárias, e não pela “porta dos fundos”, por meio da imposição de mudanças contratuais que elevam os preços e tarifas dos consumidores de energia. Desta forma assegura-se maior transparência quanto aos custos e benefícios da política externa e se preserva a lógica do planejamento de longo prazo do setor elétrico.

Organização do texto

Este *White Paper* está organizado em cinco seções. Nessa primeira seção foram destacados os benefícios esperados da integração energética com outros países e os riscos inerentes a tais projetos. Na segunda seção é feita uma reflexão conceitual sobre a importância dos contratos para o desenvolvimento de empreendimentos de energia. Na terceira seção é realizada uma revisão dos principais projetos de integração energética desenvolvidos pelo Brasil nas últimas décadas e dos abalos – chamados aqui de “incidentes” ou “ocorrências” – sofridos em cada caso devido a intervenções governamentais de nossos países vizinhos. A quarta seção é dedicada à questão de Itaipu, o maior projeto de integração energética da América Latina e que corre o risco de ser mais um alvo de intervenção oportunista de nossos vizinhos, com consequências negativas para os brasileiros que são materialmente demonstradas. A quinta seção encerra o *White Paper* com uma série de conclusões.

2. EMPREENDIMENTOS DE ENERGIA E CONTRATOS

Para entender a importância dos compromissos firmados em contratos no setor elétrico nesta seção faz-se uma breve discussão sobre as características dos contratos do setor à luz de ferramentas conceituais como a Teoria dos Jogos.

Tais ferramentas nos permitem visualizar com mais clareza a destruição de valor provocada por comportamentos oportunistas e tornam mais explícita a necessidade de comportamentos pautados pelo compromisso em setores que seguem a lógica econômica de investimentos de grande porte e de retorno de longo prazo.

Compromisso ou oportunismo? Eis a questão.

2.1 CARACTERÍSTICAS DE EMPREENDIMENTOS ELÉTRICOS

Empreendimentos de energia elétrica – sejam elas em geração, transmissão ou distribuição – tipicamente requerem grandes investimentos em ativos de longa duração. Grande parte dos custos desses empreendimentos é incorrida num período relativamente curto que antecede a entrada em operação do empreendimento, enquanto os seus benefícios são auferidos ao longo de um longo período que geralmente se estende por décadas.

A **assimetria entre custos e benefícios** de tais ativos, ou seja, o descolamento entre o momento em que se incorre os custos e o período ao longo do qual são auferidos os benefícios de um empreendimento energético proporciona um desafio para os agentes do setor, pois um empreendedor, seja ele estatal ou privado, precisa ter segurança que terá condições de obter uma remuneração adequada para seu investimento. Do mesmo modo, os consumidores só se dispõem a pagar por um empreendimento na medida em que auferem benefícios razoáveis. Portanto, para viabilizar um empreendimento de energia é necessário um **compromisso** de ambas as partes.

Outra característica importante dos empreendimentos de energia é que eles são compostos de ativos específicos, que não podem ser facilmente realocados para a produção de outro serviço. Economistas denominam investimentos desta natureza **investimentos irreversíveis**. Uma vez realizado um investimento irreversível, o empreendedor fica exposto ao **risco de apropriação**, pois o empreendedor não dispõe de outra alternativa para a exploração econômica de seu ativo. Desta forma, o empreendedor torna-se refém do consumidor, na medida em que esse sabe que mesmo com uma remuneração insuficiente para recuperar os seus investimentos a melhor estratégia do empreendedor é continuar operando para recuperar pelo menos parte do seu investimento.

Finalmente, ressalta-se o longo prazo requerido para a instalação de novos empreendimentos de energia. O prazo requerido para a instalação da maioria dos empreendimentos de energia é de vários anos. Este prazo requerido para a instalação de empreendimentos de energia torna

o consumidor suscetível ao **risco de exercício de poder de mercado** pelas empresas responsáveis pelos empreendimentos de energia. Quando o consumidor é dependente de poucas empresas, essas passam a deter o poder de mercado para elevar os seus preços sabendo que o consumidor não dispõe de outra alternativa no curto prazo, pelo menos pelo prazo requerido para a instalação de um empreendimento alternativo.

Estas características tornam o desenvolvimento de empreendimentos de energia um desafio complexo, pois tanto empresas quanto consumidores sempre resistirão a situações que os tornem dependentes um do outro e, conseqüentemente, suscetíveis a perdas econômicas. Dadas essas dificuldades não é infreqüente a adoção de soluções sub-ótimas - isto é, de maior custo - para evitar a exposição aos riscos de apropriação ou de exercício de poder de mercado.

Para contornar o impasse que surge dos riscos inerentes à implantação, operação e comercialização dos serviços de empreendimentos de energia é necessária a adoção de um mecanismo que possibilite o estabelecimento de compromissos entre empresas e consumidores e que proteja ambas as partes de **ações oportunistas** pela contraparte.

2.2 COMPROMISSO E OPORTUNISMO SEGUNDO A TEORIA DOS JOGOS

O mecanismo utilizado para estabelecer um compromisso é o **contrato**. Por meio do contrato as partes pactuam um equilíbrio econômico-financeiro do empreendimento, levando em conta todos os custos e benefícios esperados durante a vigência do contrato. O contrato estabelece os direitos e deveres de cada parte, o que inclui a delimitação dos riscos assumidos por cada um.

Na teoria econômica, o contrato é visto como uma ferramenta para promover a cooperação entre as partes. Para auxiliar no entendimento dos interesses dos agentes a fim de elaborar contratos que promovam a cooperação os economistas utilizam modelos de Teoria dos Jogos.

A Teoria de Jogos proporciona um ferramental muito útil para a análise de interações estratégicas entre agentes. O primeiro passo na análise de Teoria de Jogos é mapear as opções fundamentais disponíveis a cada agente (ações) e os seus resultados (retornos), levando em conta cada uma das ações (ou reações) disponíveis à contraparte. A partir desta matriz pode-se sucessivamente eliminar as “estratégias dominadas”, isto é, as opções que sempre resultam num resultado inferior ao que as demais ações disponíveis para o agente. Por um processo de indução reversa pode-se então identificar a ação esperada da contraparte, a partir da qual se pode definir a melhor alternativa de cada agente.

A função de um contrato nesses modelos é transformar um jogo não-cooperativo num jogo cooperativo. Isto envolve primeiramente o mapeamento das opções fundamentais disponíveis a cada agente (ações) e de seus resultados (retorno), condicionados pela reação do outro agente, considerando que as partes atuem de forma independente, buscando exclusivamente o melhor resultado para si, desconsiderando a possibilidade de combinar diretamente com o outro agente uma solução (ou seja, um jogo não-cooperativo). Desta matriz pode-se identificar o comportamento esperado pelos agentes (o equilíbrio esperado).

Em muitos casos o equilíbrio esperado diverge do resultado desejável, este último definido como o resultado que elevaria o bem-estar de ambas as partes (equilíbrio ótimo). Nesses casos, um resultado melhor pode ser obtido por meio de negociação de um compromisso entre as partes. A partir do mapeamento realizado na matriz de retorno dos agentes, pode-se identificar as regras necessárias para alterar a matriz de retorno de forma a incentivar ambas as partes a tomar as decisões desejáveis. Estas regras são estabelecidas por meio do contrato.

Considere-se, por exemplo, a decisão de fornecimento de energia elétrica para uma ilha remota chamada Aislada que atualmente não dispõe de energia. Digamos que o empreendedor de energia dispõe de duas alternativas:

- a) construir uma pequena central hidrelétrica na ilha ou
- b) comprar uma termelétrica instalada numa balsa da ilha vizinha.

Considere que o custo do investimento requerido para atender a demanda de energia da ilha com qualquer uma das duas usinas fosse idêntico: A\$ 3 milhões de aisletas (moeda local). Levando em conta a taxa de depreciação e a taxa de utilização da usina (a que os engenheiros se referem como fator de carga), o valor que o empreendedor precisa receber para cobrir o seu custo de capital é de A\$ 100 por megawatt-hora de energia gerada, em ambos os casos.

Além do investimento, o empreendimento também incorrerá em custos de operação, o que economistas denominam custo variável. Considere-se que o custo de operação da usina termelétrica é de A\$ 50 por megawatt-hora, enquanto o da hidrelétrica é de A\$ 20 por megawatt-hora.

Assim, o preço final para o consumidor da ilha necessário para cobrir todos os custos do empreendimento hidrelétrico seria de A\$ 120 por megawatt-hora, enquanto que para a termelétrica seria de A\$ 150 por megawatt-hora.

Seria mais vantajoso ao consumidor que o empreendedor construísse a hidrelétrica, pois seu custo seria A\$ 30 por megawatt-hora menor.

O empreendedor, por outro lado, prefere optar pela termelétrica na balsa para assegurar um retorno sobre seu investimento já que ele sabe que se os moradores da ilha deixarem de pagar um preço suficiente para cobrir todos os seus custos e proporcionar retorno adequado ao seu investimento ele poderá levar a usina-balsa para outra ilha que ofereça pagar um preço melhor. Já a hidrelétrica é um ativo imóvel, que não tem outro uso. Mesmo se optasse por desmontar a usina e vender a soma de suas partes, não se conseguiria recuperar o investimento realizado, pois a barragem e o projeto da usina foram especificamente desenvolvidos para aquele potencial hidráulico.

Podemos descrever o processo como sendo composto de duas instâncias de decisão. Primeiramente, o empreendedor tem a escolha de:

- a) construir uma usina hidrelétrica ou
- b) comprar a termelétrica na balsa.

Em um segundo momento, o consumidor tem a opção de:

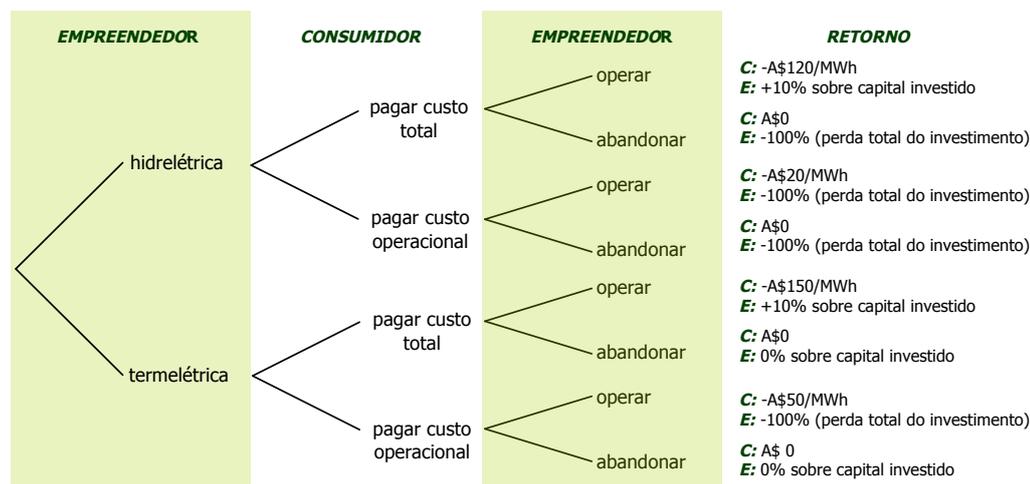
- a) pagar o custo total da usina, ou
- b) apropriar-se do investimento do empreendedor pagando um valor somente suficiente para cobrir os custos operacionais da usina.

Num terceiro momento, o empreendedor pode optar por:

- a) suprir a demanda ao preço ofertado pelo consumidor ou
- b) abandonar o compromisso de suprimento de energia na ilha.

Podemos representar os dilemas defrontados por cada agente na forma extensiva por meio de uma árvore de decisão:

Figura 1 – Árvore de Decisão



Alternativamente, pode-se apresentar as opções na forma reduzida pela matriz de retornos apresentada abaixo. O valor apresentado na linha inferior de cada célula indica o retorno do empreendedor (ou prejuízo), enquanto o valor na linha superior indica o custo para o consumidor.

Figura 2 – Matriz de Retorno

		CONSUMIDOR		
		Honrar o compromisso (pagar o custo total)	Apropriar-se do investimento (pagar apenas o custo operacional)	Abandonar o compromisso
Empreendedor	Construir Usina Hidrelétrica	C: -A\$120/MWh E: +10%	C: -A\$20/MWh E: -100%	C: A\$0/MWh E: -100%
	Construir Usina Termelétrica	C: -A\$150/MWh E: +10%	C: -A\$50/MWh E: -100%	C: A\$0/MWh E: 0%

Nota: "C:" indica o custo para o consumidor, "E:" indica o retorno para o empreendedor

Se o consumidor optar por pagar o valor combinado, pagará A\$ 120 por megawatt-hora no caso de hidrelétrica, ou A\$ 150 por megawatt-hora no caso da termelétrica. Em ambos os casos, o empreendedor obterá um retorno de 10%, o que o deixaria indiferente quanto ao tipo de usina adotado.

Se, no entanto, após a usina entrar em operação, o consumidor decidir pagar somente o custo operacional, isto é, A\$ 20 por megawatt-hora no caso da hidrelétrica ou A\$ 50 por megawatt-hora no caso da termelétrica, o empreendedor não teria um prejuízo operacional, mas também nunca recuperaria o montante investido na usina. Neste caso, se o empreendedor tiver optado pela construção de uma hidrelétrica, estaria indiferente entre continuar operando ou abandonar o investimento, pois de qualquer forma sofreria a perda dos A\$ 3 milhões investidos na usina hidrelétrica, ou seja uma taxa de retorno de -100%. Mas se o empreendedor tiver optado por investir na termelétrica-balsa ele disporá de uma terceira alternativa que seria levar a balsa para outro local em que os habitantes estariam dispostos a pagar o preço necessário para assegurar uma remuneração adequada para o seu investimento. Dada esta terceira alternativa possibilitada pela termelétrica-balsa, o empreendedor terá uma clara predileção pela usina termelétrica.

Diante disto, o equilíbrio esperado é de que o empreendedor comprará a termelétrica-balsa e o consumidor pagará o custo total da usina, como combinado.

Nesta discussão hipotética conclui-se que esse não é um resultado interessante para o consumidor, pois resulta num custo maior do que o necessário. Este custo maior decorre da falta de compromisso.

Como alterar esta situação? Por meio de um contrato que altere a matriz de resultados de forma a recompor a estrutura de incentivos dos agentes para que ambos optem pelo equilíbrio desejado.

Uma forma de se assegurar este resultado seria fixar a remuneração igual ao custo total da hidrelétrica, estabelecendo uma penalidade sobre o consumidor igual ao valor investido caso ele opte por deixar de comprar a energia da hidrelétrica antes da plena amortização do investimento.

Este exemplo demonstra como um contrato pode ser desenhado para que cada parte internalize os efeitos que desvios de seus compromissos assumidos provocam sobre a outra parte. Desta forma, os contratos podem ensejar situações de ganho para ambas as partes.

Para que um contrato seja eficaz, entretanto, é crucial que haja uma “infraestrutura institucional” – em todas as suas dimensões: jurídica, política, regulatória e diplomática – que, em primeiro lugar, não interfira nos compromissos intencionalmente acordados entre as partes e, em segundo lugar, dê respaldo para o cumprimento das obrigações e direitos acordados entre as partes do contrato. Caso contrário, a credibilidade dos contratos será perdida e novas transações estarão condenadas ao “equilíbrio inferior” decorrente da incapacidade de se firmar um compromisso crível.

Na perspectiva de longo prazo é crucial que compromissos assumidos no momento da decisão do investimento sejam mantidos durante toda a duração do contrato. Não é incomum uma das partes, sejam elas empresas, consumidores ou governos, defrontarem-se com situações durante o período de cobertura de um contrato em que gostariam de rever as condições pactuadas. Apesar de estas mudanças em resposta a condições conjunturais gerarem possibilidades de benefícios de curto prazo, no longo prazo estes desvios tendem a prejudicar o bem-estar social de todos.

Como os investimentos respondem por grande parcela dos custos no setor elétrico é imprescindível que os compromissos firmados no momento da contratação sejam respeitados ou se prejudicará todo o planejamento do setor, o que, em última análise, redundará em maiores custos para o consumidor.

A seguir é construído um histórico dos compromissos recentes firmados entre o Brasil com seus países vizinhos no âmbito do setor energético. Estabelecer um equilíbrio cooperativo por meio de contrato entre agentes de diferentes países é especialmente desafiador nesse contexto, pois geralmente envolve a interação entre agentes que se defrontam com contextos e interesses muito diferentes. Mais difícil ainda é assegurar o cumprimento dos compromissos firmados entre agentes em diferentes jurisdições com arranjos institucionais distintos e, conforme se verá, imprevisíveis.

3 HISTÓRICO DE CONTRATOS DE ENERGIA INTERNACIONAIS

O Brasil tem perseguido a integração energética com os seus países vizinhos. Foram construídas interconexões elétricas entre o Brasil e o Paraguai, Argentina, Venezuela e Uruguai. Também foram construídos gasodutos entre o Brasil e a Argentina e a Bolívia. Aliados a estes investimentos foram estabelecidos contratos de fornecimento.

Na maioria dos casos, os contratos sofreram percalços e os compromissos firmados pela contraparte não foram cumpridos.

A linha de tempo ao lado (Figura 3) mostra as ocorrências de rompimento ou alteração dos contratos, seja de eletricidade ou de gás natural, entre o Brasil e seus vizinhos.

Em todos os casos, o desvio das condições originalmente pactuadas foi suscitado por intervenções governamentais de nossos vizinhos. E a reação brasileira em todos os incidentes tem sido de “acomodação”.

O Brasil tem sistematicamente ignorado ou menosprezado – com base numa postura de baixa transparência – os prejuízos ocasionados pelos seus acordos para os próprios brasileiros.

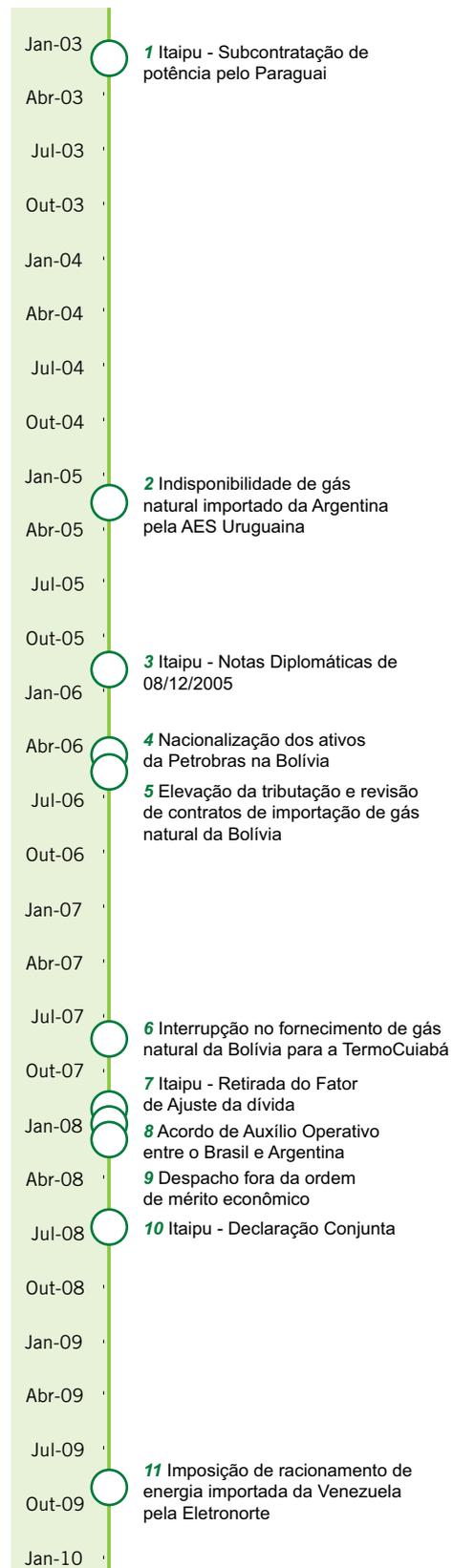
Tais prejuízos têm sido causados pelo rompimento ou alteração de contratos por ações voluntaristas de governos. Estes desvios das condições pactuadas são nocivos ao país, não só pelos seus impactos imediatos, mas também pela distorção do planejamento do setor.

A postura que embasa tais ações pode ser simbolizada por palavras recentes do Presidente da República brasileiro: “O Brasil é a maior economia e tem que ser generoso, aquele que ajuda o avanço dos outros”.

No caso do setor elétrico brasileiro, os custos gerados por este voluntarismo têm sido assumidos pelos consumidores de energia, contribuintes ou empresas brasileiros.

E olhando para o futuro, ao invés de ajuda, constitui-se obstáculo para o estabelecimento de novos acordos internacionais.

Figura 3 – Linha do Tempo



Nesta seção é apresentado um breve resumo de cada incidente, com a exceção do caso de Itaipu, que é examinada de forma mais detalhada na próxima seção.

3.1 FORNECIMENTO DE GÁS NATURAL DA ARGENTINA PARA A AES URUGUAIANA

Ocorrência nº 2 (na linha do tempo da Figura 3)

A AES Uruguaiana foi a primeira usina termelétrica a gás natural no Brasil. Estrategicamente situada no extremo sudoeste do Rio Grande do Sul, próxima à fronteira com a Argentina, a AES Uruguaiana foi projetada para proporcionar energia numa região deficitária de energia, usando como combustível o gás natural advindo da Argentina. Para isto a AES estabeleceu um contrato de fornecimento de 20 anos com a empresa argentina YPF.

A usina com 640 megawatts (MW) de potência entrou em operação no ano de 2000 e operou normalmente nos primeiros anos. A partir de 2004, entretanto, mais da metade da capacidade de suprimento de energia foi comprometida em função de restrições no fornecimento de gás natural por intervenção do governo argentino. Trata-se de um flagrante descumprimento do Protocolo de Intenções Entre os *Governos da República Federativa Argentina Sobre Cooperação e Interconexão Energéticas* de 1996 que previa:

“...estabelecer condições que permitam transações de energia elétrica e de gás natural livremente contratadas entre empresas dos dois países, obedecendo ao princípio de simetria no tratamento, comprometendo-se igualmente a outorgar as autorizações, licenças ou concessões de operação e exploração de gasodutos e redes de transporte de energia elétrica necessárias para as atividades de exportação e importação, evitando-se práticas discriminatórias.”

Aliás, um dos principais objetivos do Protocolo era justamente o de viabilizar as exportações de gás natural da Argentina para o Brasil:

“Ambos os Governos comprometem-se a aprofundar os estudos jurídicos, técnicos, operativos e comerciais vinculados à inserção do gás natural da Argentina na matriz energética da República Federativa do Brasil e em particular no Estado do Rio Grande do Sul”.

A redução do fornecimento de gás natural abalou duplamente a AES Uruguaiana. Em primeiro lugar, reduziu a sua receita, pois a redução da garantia física da usina de 565 para 217 MW restringiu o montante que a AES Uruguaiana podia vender por meio de contratos de longo prazo. Em segundo lugar, a redução na geração prejudicou o equilíbrio econômico-financeiro da usina, pois a redução da geração não resultava em redução proporcional de seus custos, uma vez que os custos da planta e do transporte do gás permaneciam constantes, independentemente do montante de energia gerada.

Em 2006 ocorreu um novo abalo quando o Ministério de la Economía y Producción da Argentina publicou a Resolução nº 534/2006 que fixa em 45% o novo imposto de exportação sobre o gás natural. A empresa sofreu um terceiro abalo em 2008, quando a alíquota deste imposto foi elevada para 100% e definiu-se que deveria ser aplicada ao maior preço de importação do gás natural comprado pela Argentina – em vez do preço de exportação (Resolução nº 127/2008). O efeito imediato desta resolução foi de elevação do imposto de 3,14 para 7,80 dólares por milhão

Figura 4 – Localização dos empreendimentos de energia



de BTU² (USD/MMBTU). E no auge do inverno argentino – quando aumenta a demanda por gás natural para calefação –, o imposto sobre a exportação de gás chegou a 17,16 USD/MMBTU.³

Mesmo com a elevação da tributação, havia indisponibilidade de gás natural para atender a toda a demanda. Constatado a indisponibilidade, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), revisou a energia assegurada da AES Uruguaiana para zero em 2008, inviabilizando a comercialização de sua energia por meio de contratos de longo prazo.⁴

Não havendo mais esperança de solução para o problema, a YPF declarou ocorrência de força maior para o não cumprimento do Contrato de Comercialização de Gás firmado com a AES Uruguaiana em setembro de 2008.⁵

A interrupção do fornecimento de gás natural forçou a AES Uruguaiana a encerrar suas operações por tempo indefinido, amargando o prejuízo do investimento numa planta e gasoduto de USD 360 milhões. Os prejuízos acumulados em 2008 e 2009 decorrentes da crise de abastecimento de gás foram superiores a R\$ 1 bilhão.⁶

Os efeitos do descumprimento do contrato de fornecimento de gás natural não param por aí: encadeou uma série de problemas para as empresas distribuidoras que detinham contratos de suprimento de longo prazo com a AES Uruguaiana: a AES-Sul, a Rio Grande Energia (RGE) e a Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE). Estas empresas tiveram que improvisar o fornecimento de energia para seus clientes a partir de contratos com outros geradores, o que provocou a elevação das tarifas dos seus consumidores.

Os percalços provocados pelo governo argentino foram reconhecidos pelo Governo Brasileiro no *Acordo de Entendimento entre a República Federativa do Brasil e a República Argentina em Matéria Energética para o Período Transitório* de 2005:

“As Partes, no marco normativo de cada país, efetuarão as possíveis ações para oferecer opções aos agentes e/ou participantes de ambos mercados que celebraram oportunamente obrigações contratuais, permitindo adequações contratuais pelos agentes envolvidos e a flexibilização transitória de normas regulatórias que sejam possíveis de instrumentar, para o período determinado até o final do período transitório [31/12/2008], tanto no que concerne ao abastecimento de gás natural da Argentina para a Central Térmica AES Uruguaiana, como também às exportações de energia elétrica ao Brasil, mediante as interconexões internacionais denominadas Garabi I e II, respectivamente.”

Em outras palavras, pelo Acordo, o Brasil aceitou o descumprimento dos compromissos previamente assumidos pela Argentina por um período transitório.

3.2 INTERCÂMBIO DE “ENERGIA EXCEPCIONAL” ENTRE BRASIL-ARGENTINA

Ocorrência nº 8 (na linha do tempo da Figura 3)

Desde 2005, época em que eclodiu a crise energética na Argentina, o Brasil exporta energia para aquele País por meio de contratos de suprimento na modalidade de “energia interruptível”. Em maio de 2007, no entanto, o inverno rigoroso elevou a demanda por gás natural na Argentina para calefação, reduzindo o volume do combustível disponível para geração de energia elétrica a partir das termelétricas do país.

Para lidar com a insuficiência de gás natural as autoridades argentinas se voltaram para o governo brasileiro requisitando que o Brasil liberasse parte do seu gás contratado da Bolívia para atendimento da Argentina. A resposta brasileira foi de que não havia como lançar mão de seu suprimento de gás natural advindo da Bolívia, mas que seria ofertado auxílio por meio de

² BTU (British Thermal Unit) é uma unidade de valor calórico. Um BTU corresponde à quantidade de energia necessária para se elevar a temperatura de uma libra de água em um grau Fahrenheit.

³ Nota Técnica nº 31/2005-SEM/SRG/Aneel (NT 310/2008-SER/Aneel)

⁴ Despacho 2217/2008 da SRG/Aneel.

⁵ Aneel / Processo no48500.006630/2008-49.

⁶ *O Valor Econômico*, 25/08/2008 e 02/04/2009; e *Energia Hoje*, 04/05/2009

suprimento de energia elétrica excepcional, o que culminou num *Acordo de Auxílio Operativo*, cujas diretrizes foram definidas na Resolução CNPE nº 03 de 2008.

Em contraste com o *Acordo de Entendimento* vigente desde 2005, em que as exportações de energia do Brasil para a Argentina eram restritas a usinas que não tivessem impacto sobre o custo de suprimento para os consumidores brasileiros,⁷ o *Acordo de Auxílio Operativo* permitia a permuta de energia proveniente de hidrelétricas mesmo que os seus reservatórios não estivessem cheios.

A permuta funcionaria da seguinte forma: energia seria exportada do Brasil à Argentina entre maio e agosto de 2008 com obrigatoriedade de devolução de energia entre setembro e novembro do mesmo ano. A transação não envolveria transação financeira, exceto no caso de eventual diferença entre as parcelas de energia devolvidas e supridas, valoradas pelos seus respectivos Preços de Liquidação de Diferenças – PLD (preço do mercado à vista brasileiro), no qual a Argentina estaria sujeita a compensar o Brasil caso houvesse perda na transação.

À primeira vista, a transação parece ser neutra, mas uma avaliação minuciosa revela que ela ocasiona uma série de impactos sobre o mercado de energia brasileiro. Em primeiro lugar, trata-se de uma violação dos contratos de concessão, pois a energia foi concedida pelo governo a empresas, e, portanto, não cabe ao governo comercializar esta energia. O governo brasileiro prejudicou empresas de energia brasileiras ao violar o seu direito de comercializar a energia como produtores independentes.

Em segundo lugar, durante todo o ano de 2008 houve despacho de usinas térmicas fora da ordem de mérito (com imposição de custos bilionários aos consumidores brasileiros), indicando que não havia, em nenhum momento, excedente de energia hidrelétrica. Nestas condições não há como se garantir a neutralidade do atendimento ao sistema interligado nacional, uma vez que a utilização de energia hidrelétrica armazenável implica redução do nível dos reservatórios, o que, por sua vez, altera o custo marginal da água do sistema, elevando o PLD – Preço de Liquidação de Diferenças (preço cobrado nas transações realizadas no mercado à vista) durante todo o período entre a entrega e o recebimento da energia excepcional permutada.

Para evitar o impacto financeiro desta transação imposta pelo executivo, a Aneel teve que ordenar a alteração temporária da sistemática de definição dos preços da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e de otimização da operação do Operador Nacional do Sistema (ONS):

“A geração adicional de energia elétrica para o suprimento previsto [...] e a conseqüente redução dos volumes armazenados nos reservatórios não deverão ser considerados nos modelos de formação de preço e de otimização eletro-energética de curto e médio prazos.”⁸

Em outras palavras, o sistema foi operado ignorando as condições efetivamente observadas ao longo do período de permuta. As conseqüências só não foram desastrosas porque a demanda por energia elétrica no Brasil arrefeceu no final de 2008 devido à crise financeira internacional, e a Argentina conseguiu devolver a energia no prazo estipulado. Na ausência destes eventos, a permuta de energia poderia ter acirrado os efeitos negativos de uma eventual escassez de chuvas ou elevação da demanda.

Vale lembrar que os níveis dos reservatórios haviam sido recuperados a níveis mais razoáveis em 2008 – a um elevado custo para os consumidores de energia elétrica – graças ao despacho de usinas termelétricas fora da ordem de mérito ao longo dos meses anteriores. Os custos desta medida foram rateados pelos consumidores por meio do Encargo de Serviços do Sistema que entre dezembro de 2007 e janeiro de 2009 somou R\$ 2,3 bilhões, conforme será visto na seção “3.5 Despacho Fora da Ordem de Mérito Econômico”.

7 O *Acordo de Entendimento* previa a possibilidade de exportação de energia oriunda: (i) de usinas termelétricas não despachadas para o atendimento eletroenergético do sistema interligado nacional, dentro dos critérios de segurança utilizados pelo ONS, e (ii) de origem hidrelétrica, quando da ocorrência de vertimento turbinável não alocável no sistema brasileiro. Desta forma, assegurava-se que as exportações para a Argentina não prejudicavam o consumidor de energia elétrica brasileiro.

8 Resolução Normativa nº 319/2008 da Aneel.

Diante da persistente crise de abastecimento de gás na Argentina, o esquema de intercâmbio de “energia excepcional” foi replicado novamente em 2009 e 2010. Todos os anos os termos do intercâmbio são estabelecidos da mesma forma: com pouca transparência, às vésperas de sua implementação. Este ano os termos do intercâmbio foram definidos no dia 4 de junho de 2010, em novo *Memorando de Entendimento* com a Argentina, no qual o Brasil se compromete a enviar ao país vizinho cerca de 500 MW médios de energia proveniente de hidrelétricas sob o mesmo regime de permuta ao longo de 2010. Apesar das diretrizes para o suprimento “excepcional” já terem sido estabelecidos pela Resolução do Conselho Nacional de Política Energética nº 1, datado de 26 de abril de 2010, a Resolução só foi publicada no Diário Oficial da União de 28 de maio de 2010.

Tais acordos têm sido arquitetados de forma a promover o intercâmbio à conveniência de nossos vizinhos. A exportação de energia do Brasil é feita no período de inverno quando falta gás natural na Argentina e a devolução é feita na primavera, independentemente das condições de oferta e demanda brasileira. Desta forma tais acordos têm permitido que nossos vizinhos usufruam, de forma sistemática, de nossa capacidade de reserva para atender às suas demandas sazonais sem arcar com os investimentos estruturais e custos operacionais necessários para assegurar a oferta de energia. Os consumidores brasileiros que arcam com estes custos por meio da contratação antecipada de 100% da demanda projetada e por meio do pagamento de encargos como o Encargo de Serviços de Sistema (ESS) e Encargo de Energia de Reserva (EER) que custeiam tanto a operação do sistema quanto os investimentos em usinas “de reserva” não obtêm qualquer benefício da transação.

3.3 FORNECIMENTO DE GÁS DA BOLÍVIA

Ocorrência nº 4 (na linha do tempo da Figura 3)

3.3.1 NACIONALIZAÇÃO DAS INSTALAÇÕES DE GÁS NATURAL DA PETROBRAS

No dia 10 de maio de 2006, o recém-eleito presidente Evo Morales assinou o Decreto nº 28.701, conhecido como o decreto de nacionalização dos hidrocarbonetos, um eufemismo para a alteração dos contratos e para aquisição compulsória do controle acionário de ativos estratégicos de petróleo e gás no país e que eram controlados por empresas estrangeiras. A nacionalização dos hidrocarbonetos havia sido uma das principais bandeiras de sua campanha presidencial e tema principal de seus discursos eleitorais.

O decreto de nacionalização determinou que todas as empresas produtoras de petróleo e gás natural no país passariam a atuar sob novos contratos a serem firmados com o Ministério de Hidrocarbonetos que as tornavam meras “operadoras”. Toda a produção passaria a ser exclusivamente comercializada pela estatal petrolífera boliviana, a Yacimientos Petrolíferos Fiscales de Bolívia (YPFB). Empresas estrangeiras só poderiam continuar operando no país se acatassem imediatamente as novas normas e fizessem os novos contratos em um prazo de 180 dias.

O Decreto também previa a retomada imediata do controle acionário de ativos estratégicos da indústria de petróleo e gás natural, como os ativos das produtoras Chaco e Andina, a transportadora Transredes e as refinarias da Petrobrás.

A retomada foi realizada de forma truculenta com a ocupação militar das refinarias e sem nenhuma interação diplomática.

A intervenção foi um grande revés para a Petrobras, que havia se tornado a principal investidora na Bolívia nos últimos anos, sendo responsável pela produção de 100% da gasolina e 60% do óleo diesel consumidos pelos bolivianos, sendo um quarto do combustível distribuído por postos próprios.

As operações de gás natural da empresa também foram duramente impactadas. A Petrobras havia realizado um enorme aporte na construção do gasoduto Bolívia-Brasil, completada em 2000, ao custo de USD 8 bilhões. O gás natural oriundo da Bolívia respondia pelo suprimento de metade do gás natural consumido pelo Brasil.

Na época da intervenção, a Petrobras contribuía com cerca de um quarto da arrecadação de impostos no nosso vizinho. A empresa investiu 1,5 bilhão na Bolívia entre 1997 e 2005 e detinha direito sobre mais de 40% das reservas de gás bolivianas. Somente as suas operações de gás natural no país respondiam por cerca de 18% do Produto Interno Bruto da Bolívia.⁹

Durante as negociações para definição do valor de indenização pelos ativos nacionalizados, a Bolívia abandonou o Centro Internacional para Arbitragem de Disputas sobre Investimentos (Ciadi), organismo do Banco Mundial, do qual era membro desde 1995. Ao final, a Bolívia decidiu pagar USD 112 milhões pelos ativos confiscados da Petrobras, cerca da metade do valor reivindicado pela empresa brasileira. A Petrobras reivindicava um pagamento de USD 200 milhões, pois foram despendidos USD 104 milhões na aquisição dos ativos em 1999, mais USD 30 milhões em investimentos subseqüentes, além do risco assumido e esforços para desenvolver a indústria no país.¹⁰

3.3.2 ELEVAÇÃO DO PREÇO DE FORNECIMENTO DO GÁS NATURAL

Ocorrência nº 5 (na linha do tempo da Figura 3)

O decreto de nacionalização também aumentou o imposto sobre a exploração do gás de 50% para 82% e passou a cobrar um adicional por líquidos associados ao gás natural recebido.

Em dezembro 2009, a Petrobras foi compelida a assinar um termo aditivo ao contrato de compra de gás natural que renderá ao menos USD 1,2 bilhão à Bolívia até 2019. O termo aditivo é resultado de acordo entre os presidentes Luiz Inácio Lula da Silva e Evo Morales em fevereiro de 2007. O aditivo teve efeito retroativo, pelo qual a Petrobras tem que pagar entre USD 300 a USD 480 milhões a mais à YPFB pelo fornecimento de gás natural entre 2007 e 2009.¹¹

O governo brasileiro tem feito afirmações dizendo que a elevação do custo do gás natural não será repassado ao consumidor, sendo inteiramente absorvido pela Petrobras. Em outras palavras (e assumindo que essa afirmação será respeitada, algo impossível de monitorar objetivamente) as perdas serão arcadas pelos acionistas da Petrobras (investidores minoritários e todos os contribuintes brasileiros, controladores desta empresa estatal).

3.3.3 TERMOCUIABÁ

Ocorrência nº 6 (na linha do tempo da Figura 3)

Outra empresa duramente atingida pela quebra de contratos realizada pela Bolívia foi a Termo-Cuiabá. A TermoCuiabá (atual UTE Mario Covas) é uma usina termelétrica com capacidade de 480 MW, situada em Cuiabá (MT), que entrou em operação em 2002.

Em fevereiro de 2007, a usina foi atingida pelo reajuste de mais de 250% no preço do gás natural importado da Bolívia, de USD 1,19 para USD 4,20 por milhão de BTU. A elevação imposta pela Yacimientos Petrolíferos Fiscales de Bolívia (YPFB), sucessora da Andina – empresa privada com o qual a TermoCuiabá havia firmado seu contrato de fornecimento–, resultou numa elevação de seus custos de aproximadamente USD 45 milhões. Porém, devido à falta de capacidade para honrar todos os seus compromissos de suprimento, a YPFB cortou o suprimento de 1,1 milhão de metros cúbicos diários de gás natural para a TermoCuiabá em setembro 2007,¹² sendo que o fornecimento de gás já era metade do previsto pelo contrato original que previa fornecimento “firme” de 2,2 milhões de metros cúbicos até 2019.¹³

Até o final de 2009, o prejuízo decorrente da paralização somava USD 50 milhões por conta dos custos de operação e manutenção das máquinas, além das despesas administrativas. Em 2008, a termelétrica chegou a ser operada com óleo diesel para atender à ordem de despacho

9 UOL (www.uol.com.br), 13/05/2006.

10 GI (g1.globo.com), 09/05/2007.

11 O Valor Econômico, 17/12/2009.

12 O Estado de São Paulo, 10/09/2007.

13 Gazeta de Cuiabá, 16/08/2006.

do Operador Nacional do Sistema (ONS), mas, em novembro 2009, a Aneel determinou que o ONS considerasse a usina indisponível por não deter contrato firme de fornecimento de gás da Bolívia, condenando à ociosidade tanto a usina de geração quanto o gasoduto que a abastecia. A empresa havia investido USD 350 milhões na usina e outros USD 350 milhões no gasoduto.¹⁴

3.4 IMPORTAÇÃO DE ENERGIA DA VENEZUELA

Ocorrência nº 11 (na linha do tempo da Figura 3)

No final da década de noventa optou-se por atender à demanda de energia elétrica da capital de Roraima por meio da importação de energia do complexo hidrelétrico de Guri-Macáguas, na Venezuela. A alternativa a essa opção seria desenvolver os potenciais hidrelétricos exclusivamente brasileiros na região, alternativa que inclusive era considerada mais atraente por algumas lideranças regionais brasileiras.

Para tanto foi construída a Interligação Venezuela-Brasil, de 211 quilômetros de extensão entre Santa Helena, na fronteira com a Venezuela, e Boa Vista, Roraima. A obra custou USD 190 milhões. O contrato de compra da energia elétrica foi assinado em abril de 1997 pelos governos da Venezuela e Brasil, representados pela Eletronorte e a Edelca.¹⁵

Previsto para ficar pronto em 1998, o sistema sofreu atrasos do lado venezuelano e só começou a operar em julho de 2001. O contrato previa o suprimento de até 200 megawatts (MW) por 20 anos, mas somente 100 MW chegam a Boa Vista, o suficiente para atender à capital e a cinco municípios circunvizinhos.

Em 2009, no entanto, a Venezuela passou a sofrer uma crise no setor energético e anunciou em dezembro que iria cortar 60% dos 100 MW fornecidos de energia para Roraima: 20 MW em janeiro e 40 MW até o final do terceiro trimestre.

A crise de energia Venezuelana decorre do baixo nível de água no reservatório do complexo hidrelétrico de Guri-Macáguas, efeito ocasionado pela conjunção da seca em 2008 provocada pelo fenômeno El Niño e pelos atrasos nos investimentos necessários para fazer face ao crescimento da demanda de energia elétrica.

Para conter possíveis apagões ou racionamento em Roraima, em fevereiro de 2010, o Ministério de Minas e Energia autorizou, por meio da Portaria nº 58, que a Boa Vista Energia realizasse uma chamada pública para contratação emergencial de até 60 MW, por 24 meses, com entrega a partir de março. Adicionalmente, determinou-se que a Eletronorte cedesse temporariamente a Usina Termelétrica Senador Afonso Farias de Mello (Termelétrica Jardim Floresta) à concessionária Boa Vista Energia para o atendimento emergencial, com os custos sendo bancados pelo encargo de Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), encargo a ser custeado pelos consumidores de energia elétrica brasileiros. Essa usina termelétrica a óleo diesel havia sido desativada quando se iniciou a importação de energia da Venezuela. Na época sua operação custava USD 64 milhões por ano.¹⁶

O racionamento foi suspenso em 11 de junho na Venezuela, mas com o aviso de possibilidade de racionamento em “horas de pico”. Não houve manifestação quanto ao racionamento da energia exportada para o Brasil.¹⁷ E o governo brasileiro simplesmente aceitou as imposições unilaterais venezuelanas.

3.5 DESPACHO FORA DA ORDEM DE MÉRITO ECONÔMICO

Ocorrência nº 9 (na linha do tempo da Figura 3)

A frustração do suprimento ocasionada pelos casos relatados anteriores resultou numa reavaliação da capacidade de oferta de energia do sistema elétrico brasileiro. Diante da constatação

¹⁴ *Energia Hoje*, 02/12/2009; e *Gazeta de Cuiabá*, 16/08/2006.

¹⁵ *Brasil Econômico*, 23/11/2009.

¹⁶ *Folha de São Paulo*, 28/01/2010; *Brasil Energia*, 11/02/2010; e *Canal Energia* (www.canalenergia.com.br) 11/02/2010.

¹⁷ *Estado de São Paulo*, 11/06/2010.

da redução ou inexistência da capacidade de geração devido ao descumprimento de compromissos de nossos países vizinhos, verificou-se em 2007 que o risco de déficit iminente (no ano de 2008) atingia níveis elevadíssimos – entre 7,0 a 9,5% – e de até 18% quatro anos à frente.¹⁸ Para reduzir o risco de déficit, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico decidiu, em dezembro de 2007, por meio da Resolução nº 08/2007 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), permitir que o Operador Nacional do Sistema (ONS) despachasse usinas fora da “ordem de mérito” de custo¹⁹ com vistas à garantia do suprimento energético.

Os custos desta medida foram rateados pelos consumidores por meio do Encargo de Serviços do Sistema que passou a incorporar mais duas rubricas: (i) o Encargo por Razão de Segurança Energética e (ii) o Encargo de Despacho Associado à Ultrapassagem da Curva de Aversão ao Risco. O custo desta operação, entre dezembro de 2007 e janeiro de 2009, foi da ordem de R\$ 2,3 bilhões para os consumidores brasileiros.²⁰

4. USINA HIDRELÉTRICA DE ITAIPU

Ocorrências nº 1, 3, 7 e 10 (na linha do tempo da Figura 3)

4.1 ANTECEDENTES

De todos os projetos de integração energética, a Itaipu Binacional é o projeto mais ousado desenvolvido até o momento na América Latina, e talvez no mundo. O projeto da usina hidrelétrica binacional foi concebido como solução para os litígios entre o Brasil e o Paraguai já que havia discordância quanto à demarcação da fronteira entre os dois países. O *Tratado de 1872* delimita a fronteira:

“pelo alveo do rio Paraná, desde onde começam as possessões brasileiras na foz do Iguassú até o Salto Grande das Sete Quedas do mesmo rio Paraná; Do Salto Grande das Sete Quedas continua a linha divisória pelo mais alto da Serra de Maracajú até onde ella finda”.

O Brasil interpretava o *Tratado de 1872* como se referindo à quinta queda de Sete Quedas, por se tratar da maior e mais importante das Sete Quedas, conforme fora estabelecido na demarcação do território realizada em 1874. Logo, as águas pertencentes ao Paraguai encontravam-se na parte inferior das Sete Quedas, já não havendo desnível e, portanto, potencial hidrelétrico. Os paraguaios, por outro lado, defendiam uma linha fronteira a partir da parte superior das Sete Quedas, o que implicaria que o potencial hidráulico estaria na fronteira, requerendo, portanto, um acordo bilateral para o seu aproveitamento.

O contencioso fronteiro foi acirrado na década de 1960 quando o governo brasileiro encomendou estudos para o aproveitamento hidrelétrico de Sete Quedas. O escritório do engenheiro Marccondes Ferraz, que havia concebido o projeto do aproveitamento de Paulo Afonso, foi o autor do projeto inicial para o aproveitamento hidrelétrico na região.

A proposta era de se desviar parte do rio acima das Sete Quedas para uma usina 100% nacional com capacidade de 10 mil megawatts de potência, capaz de produzir 67 mil gigawatts-hora de energia por ano, devolvendo a água ao leito natural do rio abaixo das Sete Quedas.

O Paraguai se opunha veementemente a tal plano. O conflito foi resolvido em 1966 com a assinatura da *Ata de Iguaçu* pelo qual os governos brasileiro e paraguaio acordaram realizar estudos conjuntos do potencial hidrelétrico na fronteira entre os dois países e que:

“a energia elétrica eventualmente produzida pelos desníveis do rio Paraná, desde e inclusive o Salto Grande de Sete Quedas ou Salto Guairá até o Foz do rio Iguaçu, seria dividida em partes iguais entre os dois países, sendo reconhecido a cada um deles o direito de preferência para a aquisição desta mesma energia a

18 Vide a terceira edição do Relatório do Programa Energia Transparente, de outubro de 2007 (disponível em www.acendebrasil.com.br, seção “Estudos”).

19 O despacho pela “ordem de mérito” expressa a ordem de entrada em operação de usinas de geração de energia elétrica pelo critério de minimização de custo. Tal ordem é exercida por uma autoridade para tanto designada, papel que no caso do Brasil é assumido pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

20 Vide: *Boletim Informativo* nº 20 do CCEE (janeiro/2009) e a sétima edição do Relatório do Programa Energia Transparente, de junho de 2009 (disponível em www.acendebrasil.com.br, seção “Estudos”).

justo preço, o que seria oportunamente fixado por especialistas dos dois países, de qualquer quantidade que não venha a ser utilizada para o suprimento das necessidades do consumo do outro país”.

O subsequente estudo culminou na assinatura do Tratado de Itaipu em 1973, que previa a construção e operação de uma usina hidrelétrica binacional alguns quilômetros à jusante do Salto de Sete Quedas. Grande parte da área do contencioso fronteiro seria inundada pelo reservatório da usina ou tomada pela reserva ecológica estabelecida nas imediações do projeto, pondo fim ao conflito fronteiro.

4.2 A ANATOMIA DO TRATADO DE ITAIPU

4.2.1 TRATADO DE ITAIPU

O *Tratado de Itaipu* foi minuciosamente negociado entre as partes para chegar a um arranjo justo e factível. O *Tratado* concede igualdade de direitos e obrigações para cada país. Para realizar o aproveitamento hidrelétrico do Rio Paraná, constituiu-se uma entidade binacional, a que se chamou Itaipu, com igual participação no capital da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras) e da Administración Nacional de Electricidad (Ande), do Paraguai.

A Itaipu é administrada por um Conselho Administrativo e uma Diretoria Executiva, composta por igual número de nacionais de ambos os países. Os princípios estabelecidos na Ata de Iguazu foram reafirmados no Artigo XIII do *Tratado*:

“A energia produzida pelo aproveitamento hidrelétrico a que se refere o Artigo I será dividida em partes iguais entre os dois países, sendo reconhecido a cada um deles o direito de aquisição [...] da energia que não seja utilizada pelo outro país para seu próprio consumo.”

As bases financeiras e de prestação de serviços de eletricidade de Itaipu estão contidos no Anexo C do *Tratado*. No seu item II se estabelece que:

“II.1 – A divisão em partes iguais da energia estabelecida no Artigo XIII do *Tratado*, será efetuada por via de divisão da potência instalada na central elétrica.

II.2 – Cada entidade, no exercício do seu direito à utilização da potência instalada, contratará com a Itaipu, por períodos de vinte anos, frações da potência instalada na central elétrica, em função de um cronograma de utilização que abrangerá este período e indicará, para cada ano, a potência a ser utilizada.[...]

III.4 – Cada entidade, tem o direito de utilizar a energia que puder ser produzida pela potência por ela contratada até o limite que será fixado, para cada período de operação, pela Itaipu. [...]

III.5 – Quando uma entidade decide não utilizar parte da potência contratada ou parte da energia a esta correspondente, dentro do limite fixado, poderá autorizar a Itaipu a ceder às outras entidades a parte que assim se tornar disponível, tanto de potência como de energia”

Estabelece ainda que os pagamentos pela prestação de serviços de eletricidade de Itaipu devem ser iguais ao montante necessário para arcar com os custos da usina, sendo que tais custos devem ser divididos entre as partes na mesma proporção das **potências contratadas**:

“IV.1 – A receita anual, decorrente dos contratos de prestação dos serviços de eletricidade, deverá ser igual, em cada ano, ao custo do serviço estabelecido neste Anexo.

IV.2 – Este custo será distribuído proporcionalmente às potências contratadas pelas entidades supridas.”

Em outras palavras, o *Tratado* divide igualmente a propriedade da usina, mas possibilita a contratação, por tempo determinado, do direito de uso de partes da usina. Ao se contratar o direito

Figura 5 – Contencioso fronteiro entre o Brasil e o Paraguai



de uso da capacidade de geração da usina (potência contratada), o contratante passa a se responsabilizar por todos os custos correspondentes da parcela contratada. Desta forma, o Tratado conseguiu conciliar o princípio de igualdade de participação na propriedade da usina com a disparidade da demanda por energia e da capacidade de pagamento de cada um dos dois países.

Sabia-se, já na época em que o *Tratado* foi concebido, que a energia produzida pela metade paraguaia de Itaipu seria muito superior à demanda de energia paraguaia e que o custo de construção da usina extrapolaria a disposição – e a capacidade – paraguaia de investir. Para contornar este entrave, desenhou-se o mecanismo de contratação da potência da usina, pelo qual o Brasil se comprometeu a contratar toda a potência que o Paraguai não quisesse contratar e, conseqüentemente, arcar com os seus respectivos custos. Estes compromissos e entendimentos são detalhados em Notas Diplomáticas trocadas entre os dois países antes do início da operação da usina (Notas Reversais Nº. 3 e 4).

Apesar de a usina ter sido concebida sabendo que a maior parte da energia seria consumida pelo Brasil, metade dos geradores instalados são de 50 hertz – incompatíveis com o padrão brasileiro de 60 hertz – por exigência paraguaia. Tal decisão custou milhões para o Brasil, que precisou construir estações conversoras, economicamente desnecessárias, para utilizar a energia proveniente da parte paraguaia da usina.

4.2.2 ANEXO C DO TRATADO

A lógica de remuneração de Itaipu é pelo **custo de serviço**, e não segue qualquer lógica de “preço de mercado”. O Anexo C do *Tratado* detalha os componentes do custo de serviço:

“O custo de serviço de eletricidade será composto das seguintes parcelas anuais:

III.1 – O montante necessário para o pagamento, às partes que consistem a Itaipu, de rendimentos de doze por cento ao ano sobre sua participação no capital integralizado, de acordo com o Parágrafo 1º do artigo III do *Tratado* e com o Artigo IV do Estatuto (Anexo A).

III.2 – O montante necessário para o pagamento dos encargos financeiros dos empréstimos recebidos.

III.3 – O montante necessário para o pagamento da amortização dos empréstimos recebidos.

III.4 – O montante necessário para o pagamento de “royalties” às Altas Partes Contratantes, calculado no equivalente de seiscentos e cinqüenta dólares dos Estados Unidos da América por gigawatt-hora, gerado e medido na central elétrica. [...]

III.5 – O montante necessário para pagamento à Eletrobras e à Ande, em partes iguais a título de ressarcimento de encargos de administração e supervisão relacionados com a Itaipu, calculados no equivalente a cinqüenta dólares dos Estados Unidos da América por gigawatt-hora gerado e medido na central elétrica.

III.6 – O montante necessário para cobrir as despesas de exploração.”

III.7 – O montante do saldo, positivo ou negativo, da conta de exploração do exercício anterior.

IV.8 – O montante necessário à remuneração a uma das Altas Partes Contratantes, equivalente a trezentos dólares dos Estados Unidos da América, por gigawatt-hora cedido à outra Alta Parte Contratante.”

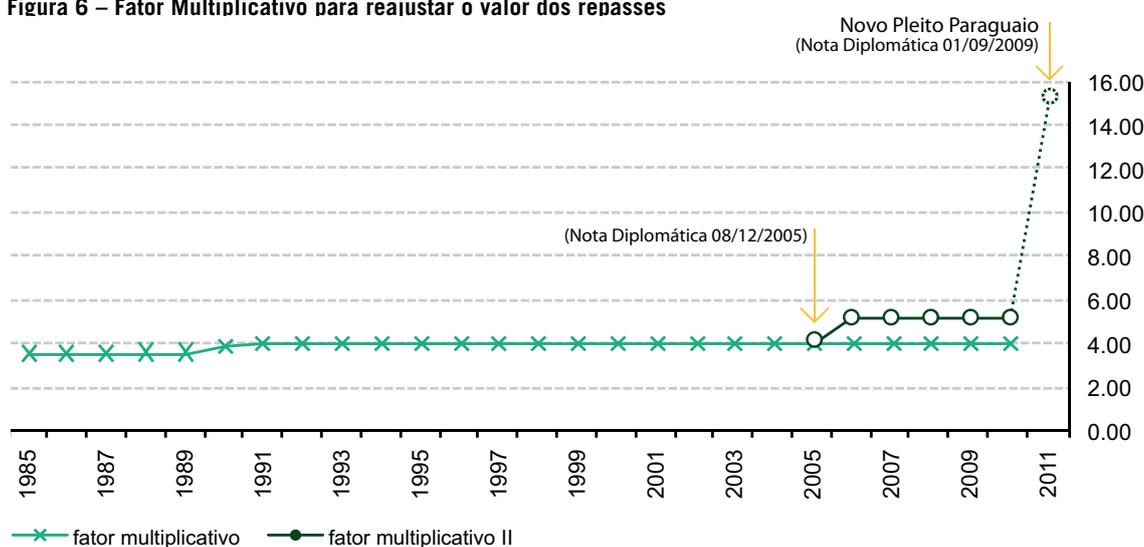
Trata-se de um regime diferente da tradição tarifária interna do Brasil. Baseia-se num **regime de caixa** que visa a equilibrar receitas e desembolsos. Os desembolsos a serem ressarcidos pelo *Tratado* são:

- as despesas de exploração, isto é, os custos de operação e manutenção, custos administrativos, seguros e reposições que se tornem necessários devido ao desgaste normal dos equipamentos;
- os encargos financeiros relativos aos empréstimos e financiamentos contraídos pela Itaipu Binacional;
- a amortização dos empréstimos e financiamentos recebidos pela Itaipu Binacional; e
- os repasses previstos no Artigo XV do *Tratado*, a saber:
 - rendimento sobre o capital integralizado de 12% ao ano;
 - royalties, no valor de USD 650 por gigawatt-hora ou 18 milhões por ano, o que for maior;

- remuneração pela energia cedida, no valor de USD 300 por gigawatt-hora; e
- encargos de administração e supervisão, no valor de USD 50 por gigawatt-hora.

O *Tratado* estipula que o valor do rendimento sobre o capital, dos royalties, dos encargos de administração e supervisão, e da remuneração pela energia cedida devem ser mantidos constantes em termos reais. Na época em que o *Tratado* foi assinado o valor do dólar dos Estados Unidos ainda era atrelado ao ouro. Subseqüentemente, por meio de Nota Diplomática de 28/01/1986, estabeleceu-se um fator multiplicativo inicialmente de 3,5 e que seria elevado anualmente até atingir o patamar de 4,0 em 2002. Adicionalmente, para manter os valores constantes em termos reais, estabeleceu-se um ajuste ao fator multiplicativo com base na inflação dos Estados Unidos da América, mensurada com base na média de dois índices de preços: o “*Industrial Goods*” e o “*Consumer Prices*”.²¹

Figura 6 – Fator Multiplicativo para reajustar o valor dos repasses



Fonte: Demonstrações contábeis da Itaipu Binacional (2009) e Nota Diplomática 01/09/2009.

Posteriormente, a Nota Diplomática de 08/12/2005 determinou novo aumento do fator multiplicativo a partir de 2006, mas desta vez aplicado somente à “remuneração pela energia cedida”. O aumento foi de 4,0 para 5,1, um aumento de 27,5%, (indicado como “fator multiplicativo II” no gráfico acima). O fator multiplicativo aplicado às demais rubricas (rendimento sobre o capital, royalties, e encargos de administração e supervisão) permaneceram com o fator multiplicativo de 4,0. Esta alteração resultou num rendimento adicional ao Paraguai de cerca de USD 20 milhões por ano desde 2005 e representará USD 240 milhões adicionais até 2023. Na linha do tempo da Figura 3, esta corresponde à ocorrência nº 3.

Note-se que essa alteração foi promovida sem a aprovação do Congresso Nacional de ambos países.

A Nota Diplomática de 01/09/2009 – discutida detalhadamente na seção “4.4.1 Remuneração por cessão de energia” – pretende elevar novamente o fator multiplicativo aplicado sobre a remuneração pela energia cedida novamente, desta vez triplicando seu valor: de 5,1 para 15,3. Ao contrário da Nota Diplomática de 08/12/2005, esta Nota Diplomática obedeceu regularmente aos trâmites previstos da Constituição brasileira (Artigo 49, inciso I), condicionando a sua vigência à sua aprovação pelo Congresso Nacional.

Por fim, o Anexo C prevê, no item VI, a revisão das bases financeiras após o decurso de prazo de cinquenta anos de vigência do *Tratado*, ou seja, em 2023. Esta revisão deverá levar em conta o grau de amortização das dívidas contraídas pela Itaipu e a relação entre as potências contratadas pelas entidades.

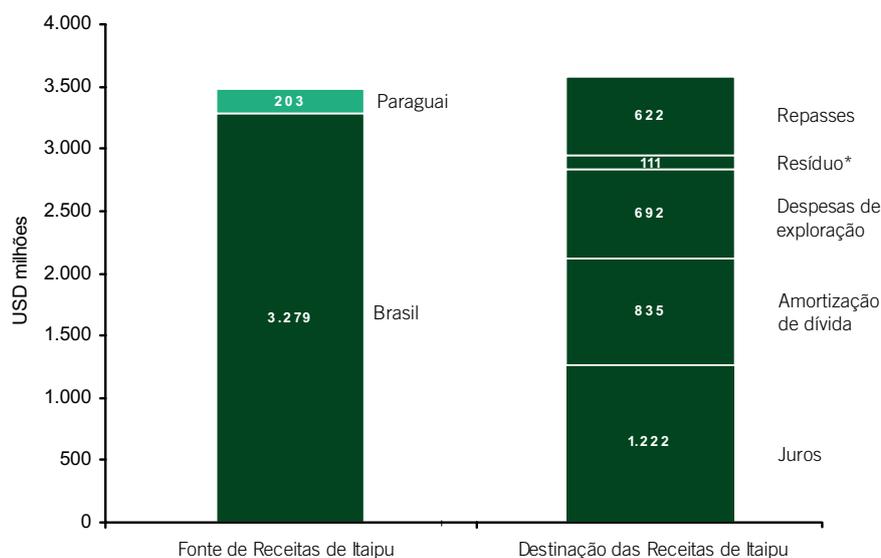
21 Notas explicativas sobre as demonstrações das contas de exploração da Itaipu Binacional – 2006.

4.2.3 FLUXOS FINANCEIROS E DE FORNECIMENTO DE ENERGIA

Como descrito na seção anterior, o pagamento pela energia de Itaipu é baseado no regime de caixa, visando a uma receita igual aos desembolsos efetivamente realizados no exercício. O pagamento é feito proporcionalmente à capacidade contratada por cada parte.

Atualmente, o Brasil contrata 95% da potência de Itaipu e, portanto, é o Brasil que arca com a maior parte do custo da Itaipu Binacional. A maior parte das receitas destina-se ao reembolso de despesas (despesas de exploração, amortização e serviço de dívidas), mas há também uma parcela dos desembolsos que são repassados à Eletrobras e a Ande, a título de rendimento do capital, royalties, encargo de administração e supervisão e remuneração por energia cedida.

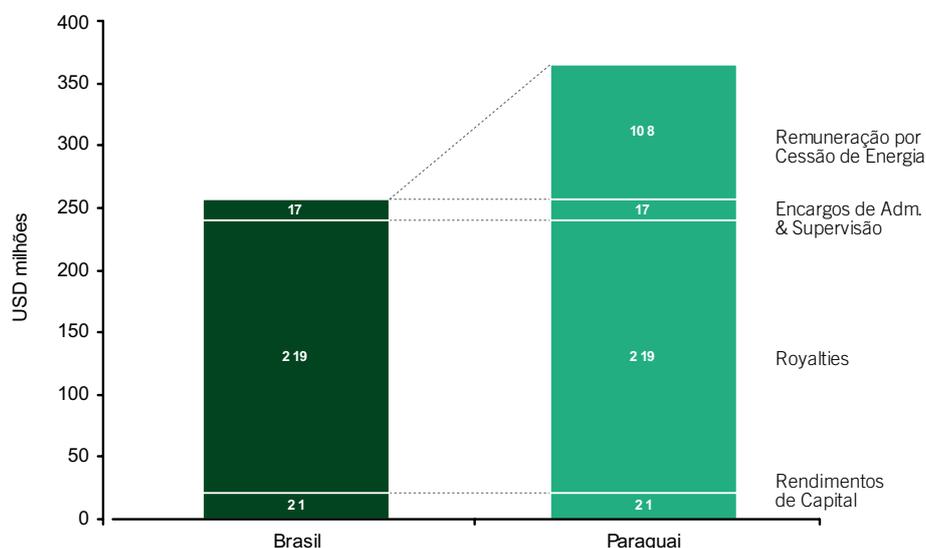
Figura 7 – Origem e destinação das receitas da Itaipu Binacional (USD milhões)



* "Resíduo" corresponde à variação no saldo da conta de exploração entre o início e final do ano.
 Fonte: Demonstrações contábeis da Itaipu Binacional (2009).

Assim como as despesas, os repasses são divididos igualmente entre as partes pelo uso de seus ativos, com a exceção da remuneração por energia cedida que é paga somente pelo país que consome a energia oriunda da parte da usina pertencente à outra.

Figura 8 – Repasses da Itaipu Binacional (USD milhões)

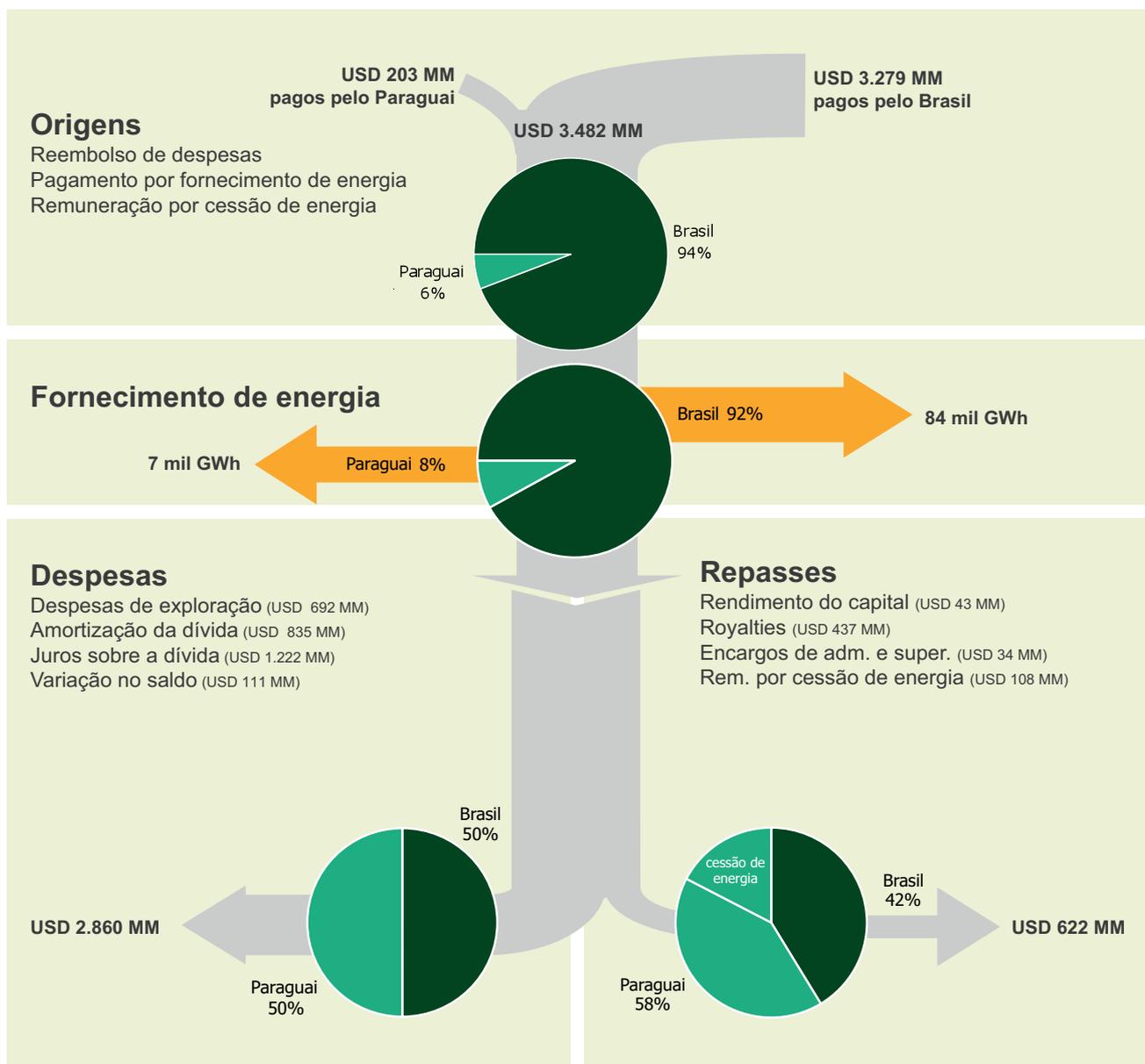


Fonte: Demonstrações contábeis da Itaipu Binacional (2009).

A engenharia econômica-financeira da Itaipu Binacional tem assegurado a solvência da usina hidrelétrica por meio de um arranjo em que as despesas são, em linhas gerais, distribuídas de forma a onerar a parte que consumir a energia.

Ressalta-se “em linhas gerais” da frase anterior, pois existem algumas peculiaridades que resultam em algumas assimetrias que favorecem o Paraguai.

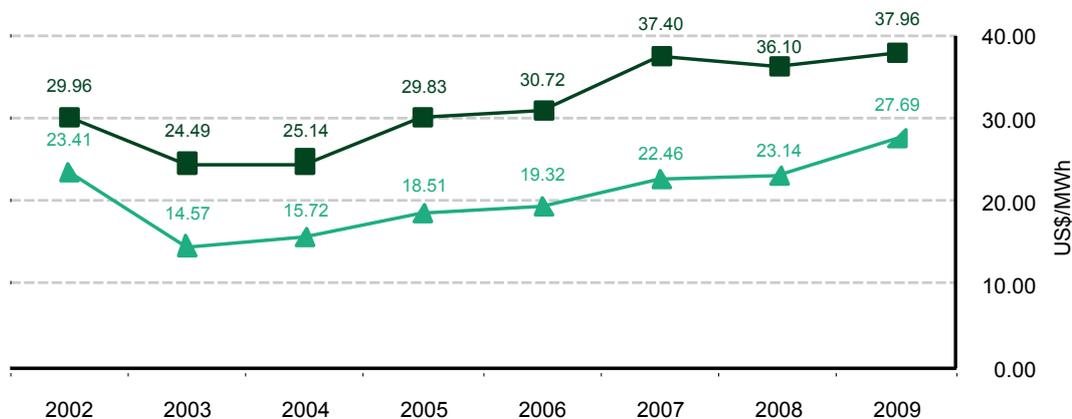
Figura 9 – Esquema dos fluxos financeiros e fornecimento de energia



Fonte: Demonstração das contas de Itaipu 2009. Análise e elaboração: Instituto Acende Brasil

O esquema acima resume os fluxos financeiros de Itaipu. Note que o Brasil paga 95% dos custos, mas recebe apenas 92% da energia. Como resultado, o valor pago por unidade de energia consumida pelo Brasil é maior do que o valor pago pelo Paraguai. Em 2009, o Brasil pagou USD 37,96/MWh, enquanto o Paraguai pagou apenas USD 27,69/MWh pela energia proveniente de Itaipu. E essa diferença de 56% não leva em conta as transferências a título de remuneração por cessão de energia. O gráfico a seguir mostra a disparidade entre o preço implícito pago pelo Brasil e pelo Paraguai pela energia proveniente de Itaipu nos últimos anos.

Figura 10 – Custo médio por megawatt-hora pago por cada país



Fonte: Relatório Anual (2008) e Demonstrações contábeis (2009) da Itaipu Binacional.

Esta diferença entre o preço implícito pago pelo Brasil e o Paraguai advém de uma série de fatores.

Subcontratação

Uma das fontes dessa assimetria advém da subcontratação de potência por parte da Ande, entidade responsável pela aquisição da energia requerida pelo Paraguai. Desde 2003 o Paraguai vem subcontratando a potência requerida para atender à sua demanda. Enquanto a sua necessidade real é da ordem de 900 MW, o Paraguai vem contratando uma potência de apenas 635 MW. A diferença tem sido suprida por meio de “uso eventual de potência contratada pela Eletrobras”. Por meio dessa subcontratação de potência, o Paraguai tem poupado cerca de USD 564 milhões desde 2003.²²

Retirada do fator de ajuste sobre o pagamento da dívida

Outro benefício concedido ao Paraguai advém da retirada do fator de ajuste sobre o pagamento da dívida pago pelo Paraguai.

A Lei 11.480, de 2007, resultante da conversão da Medida Provisória nº 357/2007, permitiu a negociação da retirada do fator anual de reajuste dos saldos devedores dos contratos de financiamento celebrados com a Itaipu Binacional, limitando, porém, a renúncia da União (Tesouro Brasileiro), credora de Itaipu, a, no máximo, 6% do valor correspondente ao fluxo de recebimentos que seria obtido caso se aplicasse o fator anual de reajuste (Art. 2º). A retirada do fator anual de reajuste ficou condicionada, porém, à:

“assinatura de contrato entre a União e a Eletrobras em que esta empresa figure como responsável principal pelo repasse do fluxo de recebimentos decorrente da parcela do fator anual de reajuste a que tem direito a União” (Art 3º).

Para viabilizar o pagamento do diferencial decorrente da retirada do fator anual de reajuste e os montantes devidos à União, o Artigo 6º da Lei autoriza a Eletrobras a incluir na sua tarifa de repasse da potência contratada da Itaipu Binacional o valor integral dos recebimentos para pagamento da dívida sem a retirada do fator anual de reajuste dos saldos devedores.

Um exame minucioso da Lei 11.480, regulamentada pela Portaria Interministerial do Ministério da Fazenda e das Minas e Energia nº 313, de 2007, revela que o complexo arranjo visa a possibilitar a desindexação somente da parcela da dívida relativa à potência contratada pelo Paraguai.

A Lei autoriza a Eletrobras e a União, credores de Itaipu, a renegociarem as condições de pagamento das dívidas remanescentes da Itaipu Binacional, de forma a eliminar a correção

22 Samek, J. (2009). Itaipu Binacional. Palestra para empresários da FIESP em 27 de maio de 2009.

pela inflação americana, mas limitando o repasse do benefício aos pagamentos de dívida feitos pelo Paraguai.

O mecanismo adotado prevê que a tarifa da energia proveniente de Itaipu comercializada no Brasil pela Eletrobras passe a incorporar um “ativo regulatório” para compensar os credores de Itaipu (União e Eletrobras) pelas perdas de receita decorrente da retirada do ajuste pela inflação. A Lei limitava a renúncia fiscal a 6% do montante do reajuste a ser pago ao Tesouro Nacional, sendo que a diferença deve ser compensada pela Eletrobras por meio da cobrança de ativo regulatório dos consumidores brasileiros.

Desta forma, perdem:

- a) o **contribuinte brasileiro**, uma vez que a negociação resultou em perdas de recebíveis do Tesouro Nacional; e
- b) o **consumidor brasileiro**, que fica exposto a mais um passivo potencial, uma vez que a Lei limita a renúncia fiscal da União e estabelece que eventuais diferenças sejam compensadas por meio da cobrança de um ativo regulatório pago pelo consumidor brasileiro.

Isto significa que à medida que o Paraguai aumentar o montante de energia consumida de Itaipu, o consumidor brasileiro arcará com uma parcela cada vez maior do pagamento da correção monetária da dívida.

Esta medida tem o potencial de proporcionar uma economia ao Paraguai de pelo menos USD 560 milhões, às custas do contribuinte e do consumidor brasileiro, considerando que o consumo paraguaio permaneça em 8% da capacidade da usina de Itaipu até 2023 quando toda a dívida de Itaipu deverá ser quitada. Porém este valor pode ser muito maior. O benéfico poderia atingir USD 3,5 bilhões até 2023 se o Paraguai passasse a consumir toda energia produzida por sua metade da usina.²³

Além destas assimetrias, o Paraguai se beneficia da remuneração pela cessão de energia de uma parte a outra. Quando uma das partes contrata parte da potência instalada pertencente à outra parte, o *Tratado* prevê o pagamento não só de todas as despesas relacionadas àquelas unidades geradoras, mas também a chamada “remuneração pela cessão de energia”. Destaca-se que isto é um pagamento acima do valor normalmente pago pela energia de Itaipu. Em 2008, o Brasil pagou USD 118 milhões a título de remuneração de energia cedida pelo Paraguai.

4.3 O HISTÓRICO DE ITAIPU

Uma análise das condições econômica-financeiras firmadas no Tratado de Itaipu e seus anexos precisa levar em conta a alocação de riscos, custos e receitas para o período todo do contrato, e não apenas as condições vigentes.

Itaipu foi construída num período conturbado, sob condições econômicas muito adversas. O Brasil desempenhou um papel decisivo para a viabilização da usina ao proporcionar as garantias necessárias para obtenção do financiamento da obra. Estas garantias eram, em última instância, calcadas no compromisso assumido por distribuidoras brasileiras de contratar toda a potência disponibilizada pela usina, inclusive da parte paraguaia. Como todos os custos de construção e operação da usina são repartidos proporcionalmente as potências contratadas, tal compromisso implica que o Brasil assumiu todo o risco de construção da usina. Hoje vendo a usina pronta e operando de forma eficiente, esse risco assumido pelo Brasil pode parecer pouco significativo, mas não era vinte anos atrás. Como se verá a seguir, houve momentos em que se cogitou abandonar a obra.

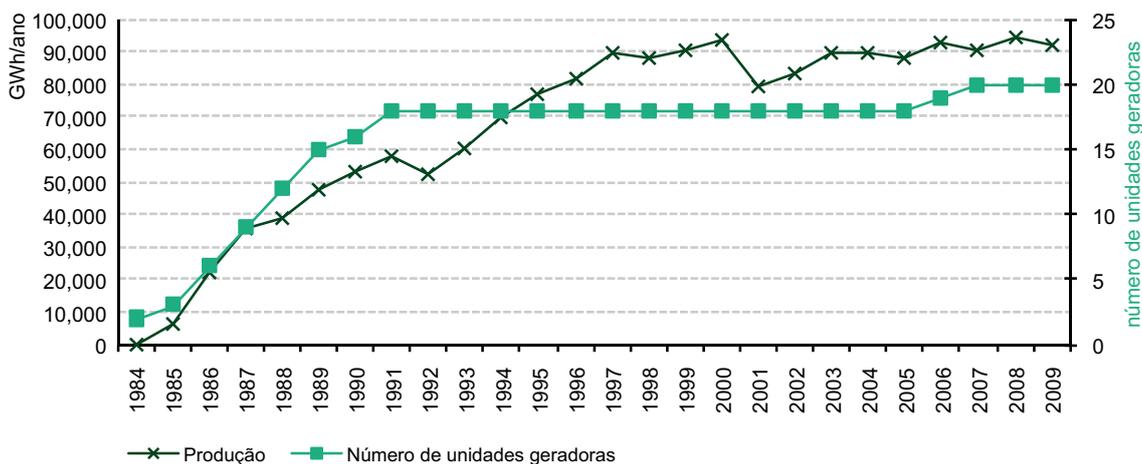
A construção da usina de Itaipu se iniciou em 1975. Em outubro de 1982, concluíram-se as

²³ Estes cálculos levam em conta, respectivamente, 50% dos pagamentos da dívida (ft) previstos para cada ano t entre 2007-2023, referente à parte paraguaia da dívida a ser paga pelo Paraguai, dependendo da quantidade consumida pelo país, e uma estimativa do fator de ajuste projetado com base na média das taxas anuais de inflação entre 1990 e 2010 medido pelos dois índices de inflação previstos no Tratado (i): o de *consumer goods* (para o qual consideramos o CPI - *Consumer Price Index – All Urban Consumers*) e o de *industrial goods* (para o qual consideramos o PPI - *Producer Price Index – Finished Goods Less Food and Energy*):

$$0,5 \sum_{t=0}^T (1+i)^t f_t - f_t$$

obras da barragem de Itaipu e as comportas do canal de desvio foram fechadas para formar o reservatório da usina. A primeira unidade geradora de Itaipu entrou em operação em maio de 1984. Seguiu-se o cronograma de instalação de duas a três unidades geradoras por ano até 1991 quando se completou a instalação de 18 unidades geradoras. As últimas duas unidades geradoras entraram em operação em 2006 e 2007.

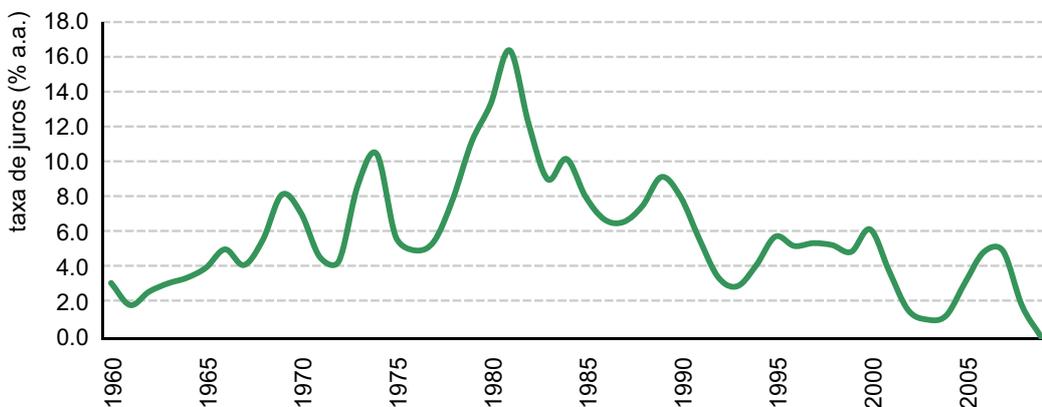
Figura 11 – Número de turbinas instaladas e produção de energia



Fonte: Itaipu Binacional.

As fases finais da construção da usina hidrelétrica de Itaipu ocorreram na década de oitenta, no auge da crise financeira ocasionada pela elevação da taxa de juros internacionais. A crise de liquidez internacional foi provocada pela política monetária restritiva adotada nos Estados Unidos da América para conter a inflação que vinha crescendo ao longo dos anos anteriores. A elevação da taxa básica de juros americana (*Fed Funds Rate*) levou investidores a deslocar seus recursos para a compra de títulos do governo dos EUA, reduzindo drasticamente a disponibilidade de recursos financeiros para financiar governos e projetos no resto do mundo – especialmente em países emergentes –, o que redundou numa forte elevação das taxas de juros internacionais.

Figura 12 – Taxa Básica de Juros dos EUA – Fed Funds Rate

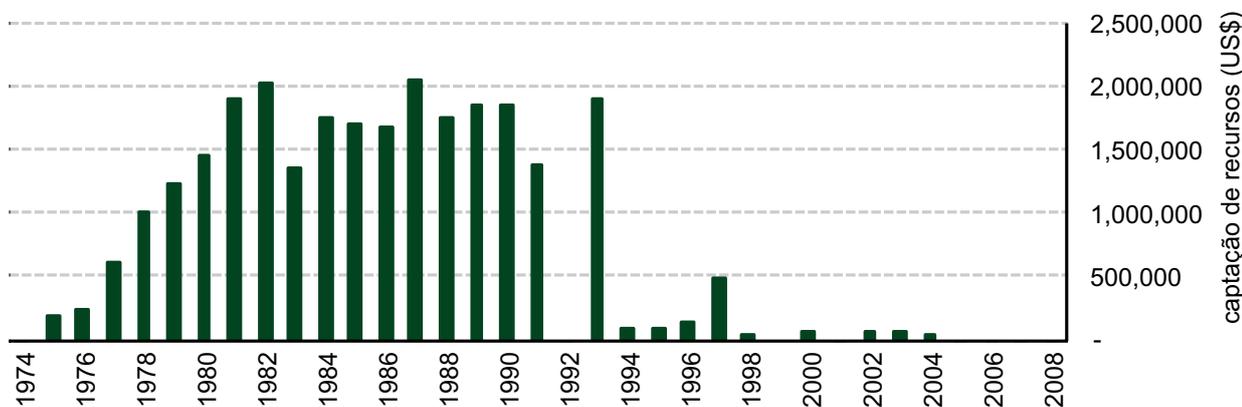


Fonte: Federal Reserve, EUA.

A redução de liquidez resultante da elevação da taxas de juros impactou duramente os países da América Latina. Vários países deixaram de honrar os seus compromissos dando origem à “Crise da Dívida Externa”.

Essa crise de liquidez coincidiu com o período de maior necessidade de captação de recursos pela Itaipu Binacional, o que elevou muito os seus custos de financiamento. Chegou-se a cogitar a possibilidade de se postergar ou mesmo abandonar a obra.

Figura 13 – Captação de Recursos de Terceiros (Empréstimos)



Fonte: Samek (2008) – Palestra ministrada em reunião do Coinfra da FIESP/IRS em 22 de agosto de 2008.

Um dos elementos centrais para a solvência de Itaipu durante este período conturbado foi o compromisso brasileiro de contratar toda a potência disponibilizada pela Itaipu Binacional, inclusive da metade paraguaia. Este compromisso foi assegurado pela Lei 5.899, de 1973, em seu 3º Artigo:

“A totalidade dos serviços de eletricidade da Itaipu, usina de base, que, pelo Tratado celebrado em 26 de abril de 1973, com a República do Paraguai, para o aproveitamento hidrelétrico do trecho do Rio Paraná entre o Salto Grande de Sete Quedas ou Salto de Guaira e a Foz do Rio Iguaçu, [que] o Brasil se obrigou a adquirir, será utilizado pelas empresas concessionárias, nas cotas que lhes forem destinadas pelo Poder Concedente.”

Este compromisso foi custoso para o Brasil. A contratação da potência da Itaipu Binacional corresponde a um contrato da modalidade *“take-or-pay”*: paga-se pela capacidade de geração independentemente da quantidade requerida ou efetivamente gerada pela usina hidrelétrica.

Ao longo de muitos anos as concessionárias das regiões Sul e Sudeste do Brasil²⁴ – que foram obrigadas a contratar a energia de Itaipu – arcaram com o elevado ônus de custear a Itaipu Binacional num ambiente adverso decorrente da desvalorização da moeda, uma vez que os custos da hidrelétrica eram denominados em moeda estrangeira. Por outro lado, tinha-se o alento que, eventualmente, à medida que se fosse amortizando a dívida, os dispêndios seriam reduzidos, e a tarifa futura seria mais baixa.

4.4 O CUSTO DAS ALTERAÇÕES PROPOSTAS

A *Declaração Conjunta*, firmada pelos presidentes do Brasil e do Paraguai, “Construindo uma nova etapa na relação bilateral”, de 25/07/2009, propõe três medidas que envolvem diretamente a Itaipu Binacional:

- a) a elevação do valor pago pela remuneração pela cessão de energia paga ao Paraguai;
- b) a possibilidade de o Paraguai comercializar diretamente a energia de sua metade da Itaipu Binacional no mercado brasileiro; e
- c) a construção de uma linha de transmissão de 500 quilovolts, sem custos para o Paraguai.

24 As concessionárias de distribuição com cotas-partes de Itaipu são: AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia, Ampla Energia e Serviços, Bandeirante Energia, Caiú Distribuição de Energia, Centrais Elétricas Matogrossenses, Celesc Distribuição, Companhia Nacional de Energia Elétrica, CEB Distribuição, Celg Distribuição, CEMIG Distribuição, Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica, Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia, Companhia Luz e Força Mococa, Companhia Jaguarí de Energia, Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Paulista de Energia Elétrica, Companhia Paulista de Força e Luz, Companhia Piratininga de Força e Luz, Companhia Sul Paulista de Energia, Copel Distribuição, Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas, Elektro Eletricidade e Serviços, Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo, Empresa de Distribuição de Energia Vale Parapananema, Empresa Elétrica Bragantina, Empresa Energética de Mato Grosso do Sul, Espírito Santo Centrais Elétricas, Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica, Light Serviços de Eletricidade e Rio Grande Energia.

4.4.1 REMUNERAÇÃO POR CESSÃO DE ENERGIA

A alteração do fator multiplicativo aplicado sobre o valor da remuneração por cessão de energia está prevista no item 5 da *Declaração Conjunta*. Esta decisão deu origem à Nota Diplomática de 01/09/2009 pela qual, segundo a Nota nº 422 da Assessoria de Imprensa do Gabinete do Ministério de Relações Exteriores, os governos brasileiro e paraguaio concordam em alterar o valor dos pagamentos por cessão de energia:

“Os Governos do Brasil e do Paraguai assinaram hoje, em Assunção, notas reversais relativas aos novos valores a serem recebidos pelo Paraguai a título de cessão de energia da hidrelétrica de Itaipu.

As notas reversais prevêem a elevação para 15,3 (quinze inteiros e três décimos) do fator de multiplicação aplicável aos valores estabelecidos no Anexo C (Bases Financeiras e de Prestação dos Serviços de Eletricidade) do *Tratado de Itaipu* para os pagamentos por cessão de energia.

Segundo as cifras de 2009, com o aumento proposto, os pagamentos anuais feitos ao Paraguai a título de cessão de energia deverão passar de aproximadamente US\$ 120 milhões para cerca de US\$ 360 milhões.

De acordo com a *Declaração Conjunta* emitida em 25 de julho de 2009 por ocasião da visita do Presidente Luiz Inácio Lula da Silva ao Paraguai, as notas reversais serão submetidas à aprovação do Congresso Nacional.

As notas reversais hoje assinadas entrarão em vigor depois de cumpridos os procedimentos internos para sua aprovação.”

O impacto da implementação de tal medida representa uma elevação da tarifa em cerca de USD 240 milhões por ano, a ser paga pelos contribuintes ou consumidores de energia brasileiros pela energia proveniente da Itaipu. Este aumento decorre de uma elevação de 200% da remuneração pela cessão de energia prevista no *Tratado de Itaipu*.

Ao longo dos 13 anos remanescentes do prazo estipulado para revisão do Anexo C do *Tratado de Itaipu*, esta medida resultaria num custo acumulado da ordem de USD 3 bilhões (ou R\$ 5,5 bilhões) para o consumidor de energia elétrica brasileiro.

4.4.2 COMERCIALIZAÇÃO DA ENERGIA PROVENIENTE DE ITAIPU

A *Declaração Conjunta*, no seu item 6, também sinaliza a possibilidade de gradualmente liberalizar a comercialização de energia pelos dois países:

“Reconheceram a conveniência de que a Ande possa gradualmente, com a brevidade possível, comercializar no mercado brasileiro, energia de Itaipu correspondente aos seus direitos de aquisição do Paraguai. Com esse propósito, acordaram que as duas Partes intercambiarão, nos próximos 60 dias, propostas específicas para a discussão em reuniões de um grupo de trabalho constituído por representantes dos respectivos ministérios da área de energia, dos Diretores-Gerais de Itaipu, de representantes da Eletrobras e da Ande e das Chancelarias. O resultado dessas discussões será informado aos Presidentes no prazo máximo de três meses, a partir da data desta Declaração. O Presidente Lugo reiterou a reivindicação de que o Paraguai possa habilitar-se, da mesma forma, a dispor gradualmente de energia de Itaipu para oferecer a terceiros mercados com direito de preferência ao Brasil. Considerando o novo quadro de cooperação entre os dois países, o Presidente Luiz Inácio Lula da Silva ressaltou que o Brasil e o Paraguai devem trabalhar juntos na busca de uma efetiva integração energética regional que contemple, inclusive, a possibilidade de que o Paraguai e o Brasil possam comercializar energia de Itaipu em terceiros mercados a partir de 2023, contribuindo para o desenvolvimento sustentável e uma maior segurança energética para os países sul-americanos. Nesse sentido, considerarão recomendar uma proposta a seus respectivos Congressos Nacionais.”

Não foi esclarecido exatamente como isto seria implementado, o que impossibilita uma análise precisa de suas conseqüências. O que se pode afirmar, no entanto, é que a medida vai contra a filosofia do Tratado de Itaipu que contemplava o suprimento de energia da usina fosse direcionado prioritariamente para o consumo próprio dos respectivos países ao seu preço de custo, no conceito caixa. Não é justo, portanto, que o fornecimento aos consumidores que carregaram o ônus do custeio de Itaipu na época em que sua energia era mais cara que outras

alternativas disponíveis, com uma expectativa de tarifas mais módicas no futuro, agora sejam compelidos a comprar a energia “a preço de mercado”, ainda que a expressão “preço de mercado” não faça nenhum sentido para o modelo econômico de Itaipu, conforme descrito na seção 4.2.2. Trata-se de uma mudança **oportunist**a, que não leva em conta o equilíbrio originalmente pactuado entre as partes que considerava a repartição de custos e riscos esperados do projeto ao longo dos primeiros 50 anos da Itaipu Binacional.

4.4.3 LINHA DE TRANSMISSÃO

O item 10 da *Declaração Conjunta* “instruiu” a Itaipu Binacional a executar obras de transmissão para elevar a capacidade de transporte de energia da hidrelétrica de Itaipu à Assunção:

“Instruíram a Diretoria-Executiva e o Conselho de Administração de Itaipu Binacional que, em consulta com a ANDE e a ELETROBRAS, determinem as providências necessárias para que se executem as obras de seccionamento das linhas de transmissão de 500 kV da subestação da margem direita. Acordaram a construção por Itaipu da LT 500kV entre a SE Itaipu-MD e a SE Villa Hayes, e a construção desta. As duas obras serão transferidas sem custo ao Paraguai.”

Estima-se que o custo desta linha deve ser da ordem de USD 400 milhões.²⁵ Segundo nota do Ministério de Minas e Energia, as obras de transmissão ainda estão sendo estudadas e sob negociação, não havendo qualquer definição ou decisão. Sabe-se apenas que a participação da Itaipu Binacional deve se resumir à gestão da construção, não requerendo, portanto, alteração do Anexo B do *Tratado*, pois a propriedade do ativo será da Ande. Quanto ao custeio da obra, o Ministério de Minas e Energia alertou o Ministério de Relações Exteriores da necessidade de se identificar a fonte dos recursos junto ao Ministério da Fazenda, por meio do Ofício Secex nº 1.713.²⁶

Trata-se de um investimento que irá beneficiar exclusivamente o consumidor de energia elétrica no Paraguai. Neste sentido, é incoerente que o consumidor de energia elétrica brasileiro e a Itaipu Binacional sejam onerados com esta obra.

²⁵ Canal Energia (www.canalenergia.com.br), 11/05/2010.

²⁶ Zimmerman (2009). Ofício nº 1802/2009/GMMME, de 1º de outubro de 2009, do Ministério de Minas e Energia em resposta ao Requerimento de Informação no 4.182, de 2009, do Deputado Gustavo Fruet (Gabinete 821 – Anexo 4).

5. CONCLUSÃO

Uma estimativa bruta, com base no levantamento realizado neste estudo, indica que na última década as intervenções dos governos de nossos vizinhos, com anuência do governo brasileiro, resultaram em perdas para empresas do setor elétrico, contribuintes ou consumidores brasileiros da ordem de R\$ 6,7 bilhões. Além disso, o efeito de tais medidas nos próximos anos, se implementadas como previsto, pode resultar num prejuízo adicional para o Brasil entre 9 e 15 bilhões de reais.

INCIDENTE (DATA)	INTERVENÇÃO	IMPACTO	
		JÁ INCORRIDO	FUTURO
1 Itaipu - Subcontratação de potência pelo Paraguai (janeiro/2003)	<ul style="list-style-type: none"> desde 2003 o Paraguai sistematicamente subcontrata a potência de Itaipu, obtendo "energia adicional" a um preço menor 	USD 564 milhões R\$ 1,0 bilhão	
2 Indisponibilidade de gás natural importada da Argentina pela AES Uruguaiana (março/2005)	<ul style="list-style-type: none"> imposição de imposto de exportação (de 3,14 USD/MMBTU a 17,16 USD/MMBTU) 	R\$ 1 bilhão**	
	<ul style="list-style-type: none"> indisponibilidade de gás natural planta e gasoduto inutilizados 	USD 360 milhões* R\$ 648 milhões	
3 Itaipu - <i>Notas Diplomáticas de 08/12/2005</i>	<ul style="list-style-type: none"> elevação da remuneração por cessão de energia 	USD 80 milhões R\$ 144 milhões	USD 240 milhões (até 2023) R\$ 432 milhões
4 Nacionalização dos ativos da Petrobras na Bolívia (maio/2006)	<ul style="list-style-type: none"> invasão militar de instalações 	USD 88 milhões*** R\$ 158 milhões	
	<ul style="list-style-type: none"> imposição do valor de indenização dos ativos 		
5 Elevação da tributação e revisão de contratos de importação de gás natural da Bolívia (maio/2006)	<ul style="list-style-type: none"> elevação do imposto de 50% para 82% 		USD 1,2 bilhão (até 2019)
	<ul style="list-style-type: none"> cobrança adicional por gases líquidos associados 		R\$ 2,2 bilhões
6 Interrupção no fornecimento de gás natural da Bolívia para a TermoCuiabá (setembro/2007)	<ul style="list-style-type: none"> indisponibilidade de gás natural 	USD 95 milhões R\$ 171 milhões	
	<ul style="list-style-type: none"> planta e gasoduto inutilizados 	USD 700 milhões* R\$ 1,3 bilhão	
7 Itaipu - Retirada o Fator de Ajuste da dívida (dezembro/2007)	<ul style="list-style-type: none"> eliminação da correção por inflação da parcela de dívida paraguaia 		entre USD 560 milhões e USD 3,5 bilhões (estimativa 2007-2023) R\$ 1,0 - 6,3 bilhões
8 Acordo de Auxílio Operativo entre o Brasil e Argentina (maio/2008)	<ul style="list-style-type: none"> imposição de permuta de 'energia 'excepcional' 	Não quantificado	
	<ul style="list-style-type: none"> sistema foi operado desconsiderando condições efetivamente observadas 		
9 Falta de lastro físico de 'energia assegurada' contratada (dezembro/2007)	<ul style="list-style-type: none"> custo de despacho fora da ordem de mérito 	R\$ 2,3 bilhões	
	<ul style="list-style-type: none"> elevação da remuneração por cessão de energia 		USD 240 milhões/ano (2010-2023) R\$ 5,2 bilhões
10 Itaipu - Declaração Conjunta (setembro/2009)	<ul style="list-style-type: none"> construção de uma linha de transmissão sem ônus ao Paraguai 		USD 400 milhões R\$ 720 milhões
	<ul style="list-style-type: none"> permitir que o Paraguai comercialize sua energia ao Brasil 		Não quantificado
11 Imposição de racionamento de energia importada da Venezuela pela Eletronorte (fevereiro/2010)	<ul style="list-style-type: none"> imposição de racionamento de energia 	Não quantificado	
TOTAL		R\$ 6,7 BILHÕES	DE R\$ 9,5 A R\$ 14,8 BILHÕES

* Custo do investimento inutilizado.

** Custos incorridos por indisponibilidade ou redução da capacidade até resolução do conflito.

*** Diferença entre o valor de indenização pleiteado pela Petrobras e o valor recebido.

**** Taxa de câmbio utilizada: USD 1 = R\$ 1,80.

Intervenções governamentais que afetam o contribuinte, o consumidor de energia ou as empresas do Setor Elétrico Brasileiro devem ter seus custos e benefícios explicitados com transparência e aprovados de forma democrática, prática que não tem sido freqüente: as justificativas para as intervenções recentes são baseadas em argumentos originados na arena do que se tem chamado de “política externa”.

Isso significa que as intervenções propostas pelo Governo devem ser submetidas ao Congresso Nacional para que seja feita a análise do atendimento ao arcabouço constitucional e legal e sejam aprovadas as fontes de recursos que custearão tais medidas.

O que se tem observado nos incidentes descritos neste *White Paper* é uma seqüência de decisões tomadas sem transparência, muitas vezes sem a quantificação dos custos provocados por tais medidas que, em última instância, têm recaído sobre consumidores de energia, contribuintes e empresas do Brasil.

Tais medidas:

- a) distorcem todo o planejamento do setor energético;
- b) encarecem o fornecimento de energia para consumidores e empresas brasileiras; e
- c) minam a credibilidade e segurança necessária para o engajamento em novos empreendimentos de integração energética.

Importa notar que os impactos negativos da alteração do equilíbrio pactuado em contratos extrapolam os prejuízos ocasionados às empresas, contribuintes e consumidores brasileiros. Essas intervenções governamentais prejudicam, em última análise, a tão idealizada e frequentemente ideologizada integração energética com nossos vizinhos.

REFERÊNCIAS

- CCEE (2009). *Boletim Informativo* nº 20 (janeiro/2009). São Paulo: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.
- Chevalier, J. (2006). Security of energy supply for the European Union. *European Review of Energy Markets* 1 (3): 1-20.
- Cooter, R. e T. Ulen (2007). *Law & Economics*. Boston: Pearson Addison Wesley.
- Instituto Acende Brasil / PSR (2007). Programa Energia Transparente – 3ª Edição (out/2007). São Paulo: Instituto Acende Brasil.
- Instituto Acende Brasil / PSR (2009). Programa Energia Transparente – 7ª Edição (jun/2009). São Paulo: Instituto Acende Brasil.
- Leite, A. (1977). *A Energia do Brasil*. Rio de Janeiro: Editora Nova Fronteira.
- Marcato, M. (2008). Itaipu, energia e diplomacia. *Engenharia* 589: 154-63.
- Meirelles, H. (1990). *Direito Administrativo Brasileiro*. São Paulo: Malheiros Editores.
- North, D. (1991). Institutions. *The Journal of Economic Perspectives* 5(1): 97-112.
- Paula, E. (org.) (2002). *Energía para el desarrollo de América del Sur*. São Paulo: Editora Mackenzie.
- Polinsky, A. e S. Shavell (ed.) (2007). *Handbook of Law and Economics* (vol. 1). (Handbook in Economics Series - 27). Amsterdam: North-Holland - Elsevier.
- Samek, J. (2008). Itaipu: Um modelo de Integração. Palestra ministrada em reunião do Conselho Superior de Infra-Estrutura da FIESP/IRS em 22 de agosto de 2008.
- Samek, J. (2009). Itaipu Binacional. Palestra para empresários da FIESP em 27 de maio de 2009.
- Wald, A. (2007). O direito da regulação, os contratos de longo prazo e o equilíbrio econômico-financeiro. *Revista dos Tribunais* 96(866): 11-23.
- Westphal, K. (2006). Energy Policy between Multilateral Governance and Geopolitics: Whither Europe? *European Energy Policy* 4: 44-62.
- Williamson, O. (1985). *The Economic Institutions of Capitalism*. New York: Free Press.
- Yergin, D. (2006). Ensuring Energy Security. *Foreign Affairs* 85(2): 69-76.
- Zimmermann, M. (2009). Ofício no 1802/2009/GMMME, de 1º de outubro de 2009, do Ministério de Minas e Energia em resposta ao Requerimento de Informação nº 4.182, de 2009, do Deputado Gustavo Fruet (Gabinete 821 – Anexo 4).

COMO REFERENCIAR ESTE TRABALHO:

Instituto Acende Brasil (2010). *Energia e Geopolítica: Compromisso versus Oportunismo*. White Paper 1, São Paulo, 32 p.

Presidente: Claudio J. D. Sales
Diretor Executivo: Eduardo Müller Monteiro
Assuntos Econômicos e Regulatórios: Richard Lee Hochstetler
Desenvolvimento Sustentável: Alexandre Uhlig
Análise Política: Cibele Perillo
Assuntos Administrativos: Eliana Marcon
Secretária Executiva: Melissa Oliveira

O Instituto Acende Brasil é um Centro de Estudos que desenvolve ações e projetos para aumentar o grau de Transparência e Sustentabilidade do Setor Elétrico Brasileiro. Para alcançar este objetivo, adotamos a abordagem de Observatório do Setor Elétrico Brasileiro. Atuar como um Observatório significa pensar e analisar o setor com lentes de longo prazo, buscando oferecer à sociedade um olhar que identifique os principais vetores e pressões econômicas, políticas e institucionais que moldam as seguintes dimensões do Setor Elétrico Brasileiro:



SÃO PAULO

Rua Joaquim Floriano, 466
Ed. Corporate • Conj. 501 • Itaim Bibi
CEP 04534-004 • São Paulo • SP
Telefone: +55 (11) 3704-7733

BRASÍLIA

SCN Quadra 5 • Bloco A • sala 1210
Brasília Shopping and Towers
CEP 70715-900 • Brasília • DF • Brasil
Telefone: +55 (61) 3963-6007

contato@acendebrasil.com.br
www.acendebrasil.com.br

Projeto gráfico e diagramação: Amapola Rios