



**ANE BRASIL**  
ACADEMIA  
NACIONAL DE  
ENGENHARIA

## **POSICIONAMENTO SOBRE A TARIFA DE ITAIPU**

**COMITÊ PERMANENTE DE ENERGIA**

Com apoio da  
**Associação Catarinense de Engenheiros (ACE)**

**Setembro de 2024**



**ANE BRASIL**  
ACADEMIA  
NACIONAL DE  
ENGENHARIA

## **POSICIONAMENTO SOBRE A TARIFA DE ITAIPU**

COMITÊ PERMANENTE DE ENERGIA

Com apoio da  
Associação Catarinense de Engenheiros (ACE)

## Sumário

<b>Introdução .....</b>	<b>4</b>
<b>Tarifa segundo o Tratado .....</b>	<b>4</b>
<b>Tarifa negociada ao invés da aplicação do Tratado .....</b>	<b>7</b>
<b>Entendimento do Brasil com o Paraguai datado de 16 de abril de 2024, .....</b>	<b>10</b>
<b>Conclusões .....</b>	<b>13</b>
<b>Proposições.....</b>	<b>15</b>

## Introdução

Itaipu, portentosa obra que orgulha brasileiros e paraguaios, é a maior usina do planeta na produção cumulativa de energia elétrica, sendo também integralmente de fonte renovável.

O Tratado de Itaipu, do Brasil com o Paraguai, determina que a tarifa seja calculada para cobrir os custos de realização e de operação desse empreendimento. Ao longo de pouco mais de 40 anos de funcionamento, os principais custos de Itaipu foram o serviço da dívida contraída para a construção da usina, os royalties pagos a ambos os países e a despesa de exploração. A partir de 2022, quando o serviço da dívida começou a diminuir e em 2023 e 2024 quando o serviço da dívida foi zerado, a tarifa de Itaipu poderia ter baixado significativamente. Mas não diminuiu porque o extinto serviço da dívida foi substituído por novas despesas, não previstas no tratado original e de questionável legitimidade à luz do Tratado, as chamadas “benfeitorias socioambientais”.

Nos últimos três anos a despesa de exploração foi aumentando à medida em que o serviço da dívida foi sendo reduzido. Nesse período a despesa de exploração mais que triplicou, saindo de US\$ 700 milhões por ano para quase US\$ 2,2 bilhões por ano. O serviço de dívida tinha prazo para terminar, ao contrário das despesas com as “benfeitorias socioambientais”.

A partir de 2024 são quase US\$ 1,5 bilhão por ano alocados em partes iguais para realização das tais benfeitorias em ambos os países, adicionais aos já existentes US\$ 700 milhões anuais. Só que o Brasil arca não com a metade e sim com cerca de 80% dos custos. São os consumidores cativos das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste que pagam a conta, embutida em suas contas de suprimento de energia elétrica.

Como apenas uma parcela dos que pagam a conta se beneficiam das benfeitorias, majoritariamente os habitantes do Paraguai e do estado do Paraná, trata-se de uma política pública de transferência de renda sem autorização do Congresso Nacional, contrariamente ao que determina a Constituição (Artigo 49, inciso I).

## Tarifa segundo o Tratado

Os artigos I, III e V do tratado internacional da empresa ITAIPU Binacional aprovado pelos governos e congressos nacionais do Brasil e do Paraguai, deixam claro que a finalidade da empresa ITAIPU Binacional é de produzir energia: “realizar o aproveitamento hidrelétrico dos recursos hídricos do rio Paraná, pertencentes em condomínio aos dois países, Brasil e Paraguai, desde e inclusive o Salto Grande de Sete Quedas ou Salto de Guairá até a foz do Rio Iguaçu”.

No entanto, há uma Nota Reversal de 31/03/2005 assinada pelo embaixador do Brasil no Paraguai e pela ministra de relações exteriores do Paraguai que considera “os conceitos da responsabilidade social e ambiental como integrantes do conjunto de

valores inerentes e cogentes à contemporânea atuação das empresas, independentemente do regime jurídico a que estiverem subordinadas, razão pela qual são aplicáveis à entidade binacional ITAIPU, que naturalmente já vem desenvolvendo iniciativas de responsabilidade social e ambiental, inserindo-se na missão que compõe o Plano Estratégico aprovado por seu Conselho de Administração”.

A Nota Reversal não altera a finalidade de Itaipu. Apenas reconhece que consagradas práticas das hidroelétricas brasileiras de suporte socioambiental às respectivas áreas de influência, seriam também aceitas em Itaipu, entendendo-se por área de influência municípios vizinhos à usina afetados por sua implantação. Isso em adição aos royalties pagos por Itaipu, da ordem de US\$ 580 milhões por ano e da mesma forma que as despesas de exploração, cobrados na proporção da contratação de potência e, portanto, majoritariamente pagos pelos consumidores brasileiros. A Nota Reversal também não modifica, nem poderia modificar, os itens que compõem as denominadas “despesas de exploração”, cuja composição é devidamente explicitada no artigo I.5 do Anexo C denominado de “Bases Financeiras e de Prestação dos Serviços de Eletricidade da ITAIPU”, que nunca sofreram qualquer alteração. A referida Nota, conforme seu texto, estende à Itaipu a prática comum à maioria das obras de grandes hidrelétricas construídas no Brasil, de realizar despesas destinadas à sua inserção regional, beneficiando áreas vizinhas. O montante dessas despesas não afeta significativamente o custo da energia produzida por essas usinas. Entretanto, os custos atuais das despesas socioambientais de Itaipu praticamente duplicam o custo de sua energia, o que além de onerar seus consumidores, contraria o espírito da Nota Reversal, ao desconsiderar sua premissa.

As “Despesas de Exploração” são definidas no item I.5 como: “todos os gastos imputáveis à prestação dos serviços de eletricidade, incluídos os gastos diretos de operação e manutenção, inclusive as reposições causadas pelo desgaste normal, gastos de administração e gerais, além dos seguros contra riscos dos bens e instalações da ITAIPU”. Portanto, a definição de despesas de exploração não contempla aquelas de natureza socioambiental, até porque boa parte delas tem sido destinada a áreas distantes daquelas afetadas pela usina.

O artigo XV do Tratado diz que o Anexo C contém as bases financeiras e de prestação dos serviços de eletricidade de Itaipu e afirma que a ITAIPU incluirá, no seu custo de serviço, o montante necessário para remunerar a Alta Parte Contratante que ceder energia à outra. Na prática, trata-se da remuneração por “Cessão de Energia” do Paraguai ao Brasil. O artigo XXI define que a responsabilidade civil e/ou penal, será apurada e julgada de conformidade com o disposto nas leis nacionais respectivas de cada país. O artigo III explicita que as “Altas Partes Contratantes criam, em igualdade de direitos e obrigações, uma entidade binacional denominada ITAIPU”. O artigo XIII estabelece que “as Altas Partes se comprometem a adquirir, conjunta ou separadamente na forma que acordarem, o total de potência instalada”. Atualmente a ITAIPU disponibiliza para contratação anual, 12.135 MW de potência.

O Anexo C do Tratado, que trata da questão comercial, apresenta pelo menos quatro pontos importantes para o tema da tarifa de Itaipu. O artigo II.3, diz que cada entidade compradora, ANDE e ENBpar, tem direito de utilizar a energia que puder ser produzida pela potência por ela contratada. O artigo III diz que o custo do serviço de eletricidade será composto pelo: 1- montante para pagamento às “partes” pelo rendimento de 12% na participação do capital integralizado; 2- montante para pagamento dos encargos financeiros dos empréstimos recebidos, atualmente com valor “nulo” face ao término do pagamento da dívida de construção em fevereiro de 2023; 3- montante para pagamento da amortização do empréstimo, também com valor “nulo” desde fevereiro de 2023 face a finalização da dívida de construção; 4- montante para pagamento dos royalties que custam atualmente aproximadamente cinco vezes mais que os valores cobrados dos consumidores para os “royalties das hidrelétricas nacionais” (as CFURH), seja pelo seu valor em dólares americanos, seja pelo seu método de cálculo que inclui até ajuste face a inflação norte-americana; 5- montante para pagamento à ANDE e ENBpar a título de ressarcimento de encargos de administração e supervisão relacionados a ITAIPU, embora na atual gestão e de forma inédita, sequer a ENBpar tem assento no Conselho de Administração da ITAIPU Binacional; 6- montante necessário para cobrir as despesas de exploração; 7- montante necessário para cobrir o saldo positivo ou negativo da conta de exploração anterior; 8- montante necessário para pagar a “Cessão de Energia” uma parcela que é cobrada exclusivamente dos consumidores brasileiros uma vez que por falta de consumo suficiente, o Paraguai é sempre quem “cede” uma parte de sua energia ao parceiro brasileiro que, na prática, tem atuado de forma compulsória no pagamento pela parcela da potência não contratada pela operadora paraguaia ANDE.

No artigo IV do Anexo C, que trata da “receita”, o item IV.1 é claro quanto à definição de uma “tarifa pelo custo”, ou seja, “a receita anual, decorrente dos contratos de prestação dos serviços de eletricidade, deverá ser igual, em cada ano, ao custo do serviço estabelecido nesse Anexo C”. Finalmente, o artigo VI estabelece que as disposições do Anexo C serão revistas após 50 anos da entrada em vigor do tratado, sem definir uma data para o término da citada revisão.

Até 2021, a CUSE (Custo Unitário dos Serviços de Eletricidade), tarifa da ITAIPU, era de US\$ 22,60 por kW cuja composição, além dos royalties, rendimento de capital e supervisão das entidades contratantes, contava com uma despesa de exploração da ordem de US\$ 700 milhões por ano e uma dívida plena decorrente da construção da usina de US\$ 2 bilhões por ano. A partir de 2022, a dívida decorrente da construção se reduziu conforme programado: ela custou aos consumidores US\$ 1,4 bilhão em 2022, US\$ 275 milhões em 2023 e se anula a partir de 2024.

Segundo estudos da própria Itaipu Binacional via CECUSE (Comitê de Estudos Tarifários da CUSE), a tarifa de ITAIPU, preservando todos os demais componentes do custo do serviço de eletricidade, seria de US\$ 10,77 por kW em 2023. Como em 2023 foi paga a última parcela da dívida, a tarifa deveria ser de US\$ 9 por kW a partir de 2024. Ou seja,

os consumidores brasileiros dos estados das regiões Sudeste, Sul e Centro-oeste e os consumidores paraguaios deveriam ter sido beneficiados com a redução da dívida de Itaipu da ordem de US\$ 2 bilhões por ano, mas não foram.

O que ocorreu desde 2022 até o ano de 2024, já incluindo a negociação conduzida pelo Ministro de Minas e Energia em abril de 2024, foi uma tarifa de US\$ 19,28 por kW, quase 80% superior à tarifa calculada pelas regras do Tratado, resultando em aproximadamente “US\$ 1,5 bilhão por ano” acima do valor esperado, a serem majoritariamente arcados pelos referidos consumidores brasileiros.

É notório que a “despesa de exploração” foi sendo inflada quase na mesma medida em que a “dívida de construção” foi sendo reduzida. Essa transferência do custo da dívida para custo operacional da empresa é particularmente perversa para os consumidores brasileiros porque se o custo da dívida tinha fim conhecido, o mesmo não se aplica ao chamado custo operacional, a cada ano mais onerado por “benfeitorias socioambientais” concebidas sem relação com o escopo de atuação e com a área de influência de Itaipu, “área de influência” por sinal, não definida no Tratado ou em outro documento oficial, mas pode-se considerar que essa “área de influência” se estende à área onde se encontram os consumidores que são afetados pela tarifa da Itaipu, aqueles das regiões Sul, Sudeste e Centro Oeste.

No próximo tópico, é mencionado o porquê desse considerável distanciamento entre o que se esperava à luz do tratado e o que efetivamente aconteceu.

### **Tarifa negociada ao invés da aplicação do Tratado**

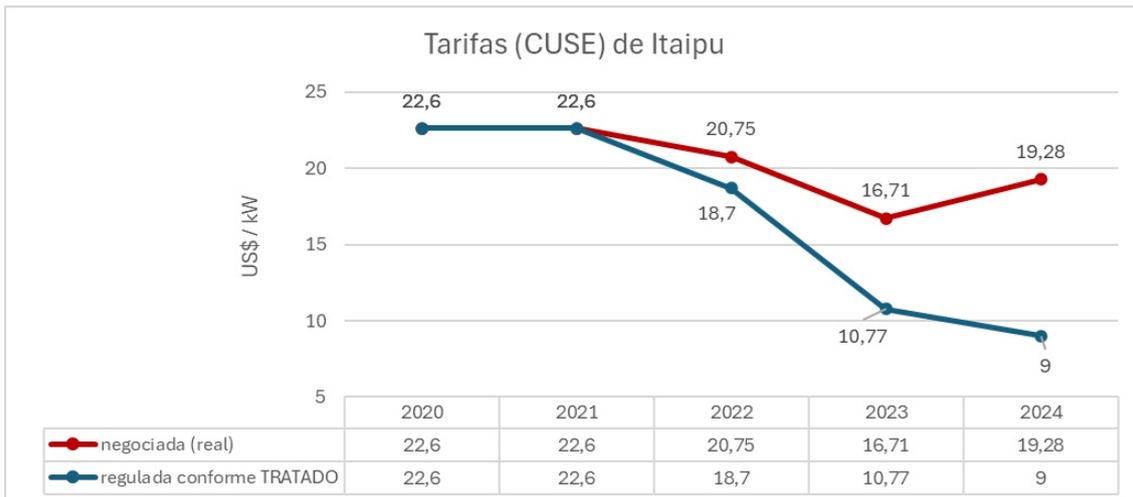
A partir de 2022, era esperado um cálculo relativamente simples seguindo os estudos dos cinco anos anteriores do Comitê Binacional de Estudos Tarifários (CECUSE) da própria ITAIPU Binacional. Uma coisa é uma eventual variação menor que uma dezena de milhões de dólares americanos para cima ou para baixo nas “despesas de exploração” em função de previsões de necessidades de recursos para o ano de 2022 quando comparada com 2021 por exemplo, a substituição de alguma peça importante para o funcionamento de um gerador ou subestação, o pagamento de algum processo trabalhista, a contratação ou o desligamento de um grupo de empregados etc. Outra coisa bem diferente é uma elevação de centenas de milhões de dólares americanos sem uma justificativa sustentada pelo item I.5 do Anexo C do Tratado. Respeitada a autonomia da gestão para essas pequenas variações nas “despesas de exploração” devidamente justificadas por documentos e relatos técnicos internos sob avaliação e aprovação do Conselho de Administração Binacional, era esperado em 2022 uma tarifa que refletisse a redução de aproximadamente US\$ 600 milhões dos US\$ 2 bilhões anuais da dívida de construção. Algo próximo a uma CUSE de US\$ 18,70 por kW.

No entanto, isso não aconteceu e ainda mais surpreendente, se criou uma “tese da tarifa negociada”. Uma tese difícil de se aplicar, pois como negociar um valor cujo próprio

tratado define a “obrigação de contratação de 100% do produto disponibilizado”? Afinal a “teoria da negociação” pressupõe a liberdade das partes não se entenderem, do risco do insucesso, risco esse crucial para estimular ambas as partes na busca do acordo, liberdade essa inexistente na contabilização da aquisição e contratação da potência e energia da ITAIPU sobretudo ao consumidor brasileiro que é obrigado, na prática, a adquirir a totalidade da cota brasileira de 50% e uma parte daquela que cabe ao Paraguai que a operadora paraguaia decide não contratar.

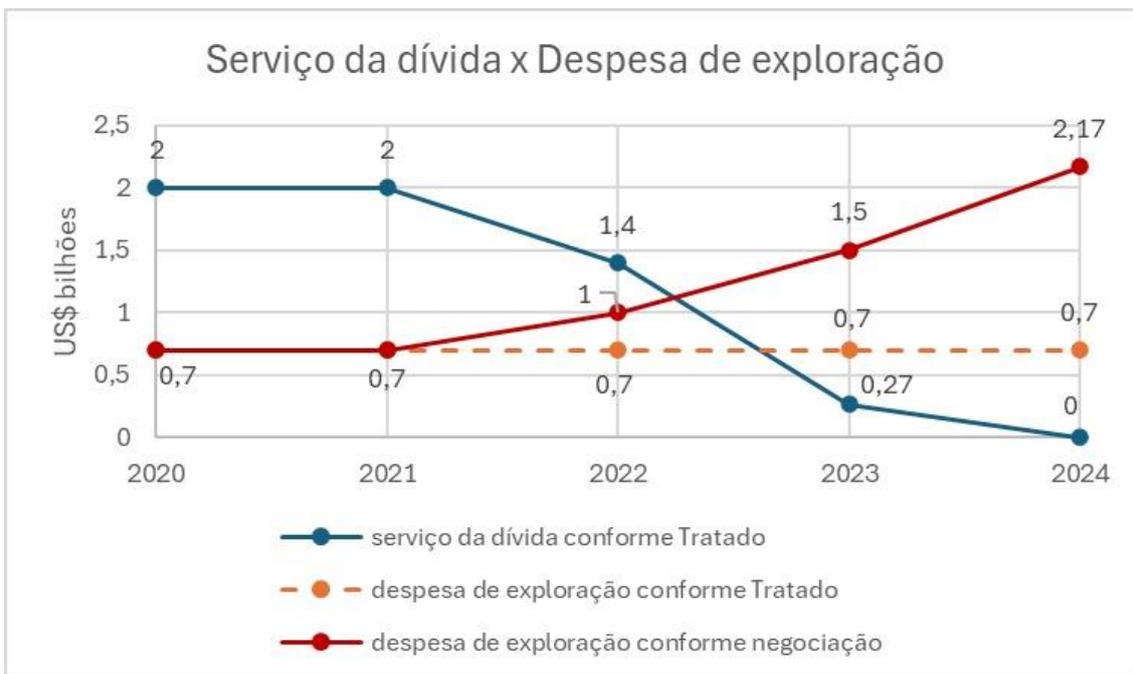
Está claro, seja pelo conteúdo do Tratado, seja pelo próprio conceito de “negociação” que a tarifa da ITAIPU deveria ser regulada e não negociada. É claro que aceitar uma negociação nessas condições, além de se afastar do que preconiza o Tratado, resultaria na sistemática elevação da tarifa e a única forma de fechar essa conta seria inflando as despesas operacionais da empresa. A “despesa de exploração”, um item orçamentário que deveria ser um dado de entrada para o cálculo da tarifa, passou a ser um dado de saída. Ou seja, se “negocia” um valor da tarifa e com isso se obtém um valor de “despesa de exploração” mais elevado independentemente de realmente existir tal despesa sob a ótica de um bom funcionamento da usina e de seus compromissos administrativos conforme previstos no item I.5 do Anexo C do Tratado.

A negociação da tarifa anual, em 2022, contrariamente ao disposto no Tratado, resultou numa elevação de aproximadamente US\$ 300 milhões na despesa de exploração da usina com uma CUSE negociada de US\$ 20,75 por kW em 2022. Nova desnecessária e contraproducente negociação foi feita em 2023 e a despesa de exploração sofreu mais uma elevação, em torno dos US\$ 500 milhões com uma CUSE negociada de US\$ 16,71 por kW. Em 2024, se validado o entendimento de 16 abril de 2024 realizado entre quatro ministros dos governos do Brasil e do Paraguai, ocorrerá nova elevação das despesas de exploração, agora em torno dos US\$ 670 milhões com uma CUSE de US\$ 19,28 por kW. Essas elevações da despesa de exploração substituem as reduções dos custos financeiros da ITAIPU Binacional. A figura a seguir explicita os valores esperados da tarifa CUSE paga pelos consumidores e os valores resultantes das “negociações” do triênio 2022, 2023 e 2024.



*Obs.: os valores referentes a 2024 pressupõem a aprovação pelos Estados do Brasil e do Paraguai, do “Entendimento do Brasil com o Paraguai datado em 16 de abril de 2024” realizado pelo Poder Executivo.*

Portanto, as negociações do triênio de 2022, 2023 e 2024, em lugar da aplicação pura e simples do Anexo C do Tratado, elevaram a despesa de exploração da ITAIPU em quase US\$ 1,5 bilhão por ano. Assim, a despesa de exploração de Itaipu mais que triplicou, de US\$ 700 milhões por ano para quase US\$ 2,2 bilhões por ano. A figura abaixo destaca a elevação das despesas de exploração na medida em que se finalizou o pagamento da dívida de construção da hidrelétrica.



*Obs.: os valores referentes a 2024 pressupõem a aprovação pelos Estados do Brasil e do Paraguai, do “Entendimento do Brasil com o Paraguai datado em 16 de abril de 2024” realizado pelo Poder Executivo.*

## **Entendimento do Brasil com o Paraguai datado de 16 de abril de 2024<sup>1</sup>,**

Segundo o documento que registra o entendimento, os ministros Mauro Vieira e Alexandre Silveira, respectivamente das Relações Exteriores e de Minas e Energia, reuniram-se em 16/04/2024 em Assunção, com os ministros paraguaios Rubén Ramírez Lezcano e Javier Jiménez, respectivamente de Relações Exteriores e de Indústria e Comércio. Porém, a validade do documento pode ser contestada em bases mais sólidas porque se trata de uma decisão que confronta com o disposto do Artigo 49, inciso I da Constituição Federal:

Art. 49. É da competência exclusiva do Congresso Nacional:

I - Resolver definitivamente sobre tratados, acordos ou atos internacionais que acarretem encargos ou compromissos gravosos ao patrimônio nacional;

Pode-se alegar que se trata de uma política pública, direito do poder executivo brasileiro, a qualquer tempo. Entretanto, o objetivo deste texto escapa do mérito de tal discussão. Ao contrário, cinge-se a analisar dados e informações disponíveis e trazer sugestões que, no entender da ANE, trarão redução de tarifa ao consumidor brasileiro.

No texto subsequente se apresenta uma análise do conteúdo do Entendimento para demonstrar que se trata de um acordo ou ato internacional que efetivamente acarreta compromisso adicional ao previsto no Tratado, para o Brasil. Como não se conseguiu localizar a versão em português do Entendimento, utiliza-se títulos dos itens da versão em espanhol.

### **1- La tarifa de Itaipu será de U\$19,28/KW mes la cual se aplicará em los años 2024, 2025 y 2026;**

O mais relevante de todos os itens desse acordo internacional, resultará numa conta “adicional” para os consumidores de ambos os países de US\$ 670 milhões por ano. Caberá aos consumidores brasileiros arcarem com cerca de 80% desse custo, algo da ordem de US\$ 540 milhões por ano a partir de 2024 com poucas chances de haver retroatividade após aprovação. Os brasileiros arcam com cerca de 80% do custo, mas esse montante elevado de recursos financeiros é repartido meio a meio, entre Brasil e Paraguai. Do lado do Brasil, quase todas as benfeitorias se localizam no Paraná e em alguns municípios do Mato Grosso do Sul. Recentemente, o Governo anunciou que também haverá benfeitorias em Belém do Pará. Tudo pago por cobrança embutida nas contas de energia elétrica dos consumidores cativos de eletricidade do Sul, Sudeste e Centro-Oeste.

O MME concedeu entrevistas prometendo um cashback de US\$ 300 milhões por ano alegando que tal valor “neutralizaria” e “zeraria” o impacto do acordo nas contas dos

---

<sup>1</sup> <https://aplicacao.itamaraty.gov.br/ApiConcordia/Documento/download/32457>

consumidores, mas o fato é que tais US\$ 300 milhões representam apenas 55% dessa elevação.

**2- Brasil y Paraguay aceptan mantener la vigencia de los términos del acuerdo operativo del año 2007 por este período (2024-2026);**

Trata-se de um Acordo Operativo assinado em 2007 e que caducou em dezembro de 2023. Um acordo desnecessário sob a ótica do regramento do Tratado, assinado entre representantes da Eletrobrás e Ande, cujo cargo e nome sequer são identificados no corpo do documento, que diz dentre seus termos, “será priorizada a utilização pelo Paraguai, da potência excedente da UHE ITAIPU”. Na prática, e considerando os volumes atuais, permite que a empresa ANDE consuma quase todo o excedente energético da Itaipu com custos 5 vezes mais reduzidos que a energia principal e conseqüentemente reduza sua participação na contratação da energia de custo mais elevado de Itaipu tendo como consequência um resultado inverso aos consumidores brasileiros. Esse documento impedia que os consumidores brasileiros e paraguaios tenham oportunidade iguais de acesso a essa energia excedente e barata, seja pela divisão equitativa e proporcional à contratação de cada país, seja pela divisão igualitária de 50% para cada, mais uma vez atendendo ao princípio de igualdade de direitos e obrigações previsto no artigo III do Tratado.

Lamentavelmente, este Acordo Operativo de 2007 ressurge nesse “Entendimento de 2024” como “renovado até 2026”. Seu impacto em 2024 ainda é difícil mensurar porque depende das afluências e da própria demanda real da ANDE a cada mês. Mas há estimativas de um custo adicional aos consumidores brasileiros na casa de centenas de milhões de dólares americanos que poderá ser apurado ao final de cada ano.

**3- Paraguay acuerda aumentar la contratación de la potencia en al menos un 10% por cada año a partir del año 2024 hasta el 31 de diciembre de 2026. A partir del 1 de enero de 2027, y para los años subsiguientes, el Paraguay se compromete a contratar acorde a todas sus necesidades;**

Item a priori benéfico aos interesses dos consumidores brasileiros embora se trate de uma obrigação de cada país contratar a potência correspondente às suas necessidades. Com essa elevação de 10%, a contratação da Ande em 2024 será de 2.370 MW, 19,5% da total potência disponibilizada para contratação pela ITAIPU. Trata-se de uma contratação subestimada porque em 2023 a ANDE consumiu 24% da energia de Itaipu. Graças a essa estratégia, que já não mais deveria ser praticada, mas que foi resgatada pelo Entendimento de 2024, o Paraguai consegue arcar com uma participação menor do que deveria ter nas despesas de Itaipu. Adicionalmente, a parte final do texto a partir de 2027, “se compromete a contratar acorde a todas sus necesidades”, não implica em nenhum compromisso objetivo.

**4- Paraguai terá a possibilidade, de imediato, de vender sua energia ao mercado livre brasileiro, de acordo com as normas atualmente vigentes em el Brasil;**

Segundo edital emitido pela operadora paraguaia ANDE em junho de 2024 denominado “Términos de Referencia, Concursos de Precios de Venta de Energía Eléctrica Paraguaya para el Ambiente de Contratación Libre (ACL) del Mercado Eléctrico Brasileño (MEB)”, a Ande venderá 100 MW da usina hidrelétrica paraguaia de Acaray no qual cita o “estabelecido no instrumento de entendimento entre Brasil e Paraguai na data de 07/05/2024” tendo como ponto de entrega a Subestação da Margem Direita, ou seja, a subestação cuja conexão ocorre não com o SIN-BR, mas sim com a usina hidrelétrica de Itaipu, setor 50hz. Não há no documento emitido pela ANDE, qualquer citação de construção de uma conexão direta entre o SIN BR e o SIN PY. É sabido tecnicamente que não há condições físicas de haver fluxo de energia de Acaray ou mesmo do SIN PY para o SIN BR via Elo de corrente contínua de Furnas exceto a própria energia de ITAIPU 50hz que segundo o mesmo “instrumento de entendimento”, já estaria contratada via contrato entre ITAIPU e ENBpar e com compromisso de pagamento por parte dos consumidores brasileiro até final de 2026.

É importante que tal tema venha ser melhor esclarecido antes de qualquer pagamento por parte de comercializadoras brasileiras à operadora ANDE, sob o risco de se estar negociando uma energia que, na verdade, já estaria vendida. Não seria aceitável que os consumidores brasileiros pagassem duas vezes pela mesma energia. A subcontratação da ANDE tratada no item anterior pode agravar essa questão.

Claro que após a Revisão do Anexo C, seria perfeitamente possível se comercializar a energia de ITAIPU 50Hz via elo CC no mercado livre, mas certamente em termos mais adequados a essa decisão.

**5- Después del ejercicio 2026, las Altas Partes se comprometen a aplicar una tarifa que refleje únicamente el costo estricto de operación de la entidad binacional, previsto em el Anexo C del Tratado de ITAIPU, sin incluir costos discrecionales;**

Esse item do Entendimento é positivo porque reflete rigorosamente a regra do Tratado e do Anexo C. Já deveria estar sendo aplicado desde 2022 e especialmente a partir de 2024 quando se anulou a parcela da dívida de construção. No entanto, além da tolerância de esperar até 2027 e pagar US\$ 4,4 bilhões adicionais ao valor preconizado no Tratado, o fato é que o compromisso escrito no Entendimento é muito frágil. Não consta sequer o “valor” da tarifa CUSE que “reflita unicamente o custo restrito de operação da entidade binacional”. Experiências do passado em negociações com os paraguaios indicam que se eles quiserem poderão discutir ao longo de muitos anos, o que seria “custo operacional da Itaipu”, com pouca chance de renunciar a um status quo que os beneficia.

- 6- **Las partes se comprometen, em la revisión del Anexo C del Tratado de Itaipú, que la parte paraguaya de la energía de ITAIPÚ, no consumida por el Paraguay, podrá ser vendida libremente al mercado brasileño por el Paraguay.**

Ponto estratégico para o Paraguai que já quis garantir que o Brasil concorde que o Paraguai venda seu excedente de energia da ITAIPU no mercado brasileiro, “caso” o próprio Paraguai conclua que esta seja a melhor opção para ele, pois sabe que no atual Tratado há restrições. Todavia, é improvável que os paraguaios queiram realmente fazer uso dessa opção porque o preço da energia que conseguiriam no mercado livre brasileiro quase certamente seria inferior ao que conseguem com as negociações de tarifas, considerando inclusive o “prêmio de Cessão de Energia”.

- 7- **Las Altas Partes se comprometen a concluir la revisión del Anexo C del Tratado de ITAIPU antes del 31 de diciembre de 2024. El texto final del Anexo C revisado deberá contener los términos de este entendimiento.**

A ação que daria efetiva e natural celeridade às negociações da Revisão do Anexo C, seria a estrita observância das regras do Tratado e seu Anexo C ora em vigência, cuja tarifa CUSE “pré-negociação da revisão” estaria em 2024 em US\$9/kW. Tais condições estimulariam ambos os sócios a efetivamente buscarem negociações e aprimoramentos de interesses de ambas as partes na busca pelo efetivo ganha-ganha. Neste cenário, qualquer elevação da CUSE eventualmente pleiteada pelo Paraguai poderia contar com contrapartidas importantes para o interesse dos consumidores brasileiros.

Entretanto, essa condição tão fácil e simples de ser aplicada uma vez que estaria na regra binacional do Tratado, vem sendo descartada desde quando se adotou “negociar a tarifa anual ao invés de aplicar o Tratado”.

## Conclusões

- ***Negociar ao invés de aplicar o Tratado.*** As anormalidades e os custos adicionais aos consumidores brasileiros na contratação da energia de ITAIPU apontadas aqui resultam quase que exclusivamente da atitude de realizar uma “negociação anual tarifária” ao invés da simples e direta ação pela “definição da tarifa pelo custo” conforme critérios definidos no Tratado e seu Anexo C em vigência;

- ***O social em que se paga quase 2 para receber 1.*** Em que pesem as vantagens regionais com a elevação da tarifa CUSE (metade das despesas de exploração é aplicada majoritariamente no estado do Paraná), o fato é que a elevação da CUSE castiga os consumidores brasileiros que terão que pagar quase US\$ 2 para cada dólar americano capturado pelo interesse regional, pois a metade do custo extra é alocado para o Paraguai.

Não há vantagem por exemplo, em se aplicar US\$ 500 milhões em ações sociais que beneficiam majoritariamente os paranaenses se o efeito colateral disso, é que todos os consumidores cativos das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste tenham que pagar em suas contas de energia elétrica, 80% do dobro desse 500, ou seja,  $2 \times 500 \times 0,80 = \text{US\$ } 800$  milhões. Esse projeto socioambiental para o qual se paga US\$ 800 milhões por ano vai captar US\$ 500 milhões por ano. O resultado líquido será sempre negativo.

- **Uma vez elevada, não se reduz.** A elevação da CUSE, uma vez aprovada, tem escassa possibilidade de redução futura uma vez que enquanto o Paraguai contratar menos que 50% da energia de Itaipu, e isso acontecerá pelo menos até 2033/2035, ele sempre ganha com a CUSE elevada e, portanto, não faz sentido achar que uma vez concluída uma negociação que o beneficie, o Paraguai irá concordar com alguma reversão, salvo se houver vantagem financeira maior ainda;

- **Os mais pobres pagam a conta.** Toda a energia de ITAIPU vendida no Brasil é através do mercado regulado, onde estão os consumidores mais vulneráveis economicamente o que só agrava a decisão de se elevar a CUSE via negociação cuja justificativa não esteja contida no item I.5 do Anexo C do Tratado;

- **Igualdade de direitos e obrigações.** A elevação da CUSE desequilibra os números relacionados ao artigo III do Tratado que define que as “Altas Partes Contratantes criam em igualdade de direito e obrigações, uma entidade binacional denominada ITAIPU”. A título de exemplo, uma CUSE a US\$9/kW, o resultado líquido de benefício/custo da ITAIPU para os cidadãos paraguaios e brasileiros é de 50% para cada um. Com uma CUSE em US\$16,71/kW, este resultado líquido pende em 64%/36% pró sociedade paraguaia. Já com uma CUSE em US\$19,28/KW, este desequilíbrio atinge uma relação 69%/31% pró sociedade paraguaia.

- **Se fosse só pelo Paraguai, seria 50% menos caro.** A elevação da CUSE resultante das “negociações tarifárias” no triênio de 22/23/24, resultou num custo adicional acumulado aos consumidores brasileiros, nesse triênio, de aproximadamente US\$ 1,9 bilhão. Ainda que se admitisse a não aplicação do Tratado em função das relações bilaterais, a opção via elevação da “Cessão de Energia” ao invés da elevação da CUSE, seria muito mais econômica, pois faria os brasileiros pagarem exatamente a metade desses US\$ 1,9 bilhão, e não 80%. Com a vantagem desse compromisso ir se reduzindo na medida que o Paraguai alcançasse o consumo de 50% da energia da usina.

- **Um acordo para ser esquecido.** A renovação do Acordo Operativo de 2007 caducado em 2023 é uma decisão ruim e desnecessária que resultará na intensificação do desequilíbrio “na igualdade de direitos e obrigações” já citado aqui e previsto no Artigo III do Tratado. Carta da própria ENBpar e pauta de matéria do jornal Folha de São Paulo, registra que até 2022, os consumidores brasileiros do mercado cativo já teriam pagado 9 bilhões de reais por conta desse Acordo Operativo.

- **A entrega de energia é a base da comercialização.** A comercialização de energia do SIN PY no SIN BR é bem-vinda desde que haja conexão física real e viável tecnicamente entre tais sistemas. A usina da ITAIPU Binacional tem conexão com os SIN BR e com o SIN PY de forma unidirecional e, portanto, não é possível vender energia paraguaia para o Brasil via Elo de corrente contínua de Furnas nem o inverso sob o risco de na verdade, estar comercializando duas vezes a mesma energia de Itaipu e não energia do Paraguai ou do Brasil.

- **O Brasil e o Paraguai em primeiro lugar.** Embora legítimos, há um evidente conflito de interesse do Brasil com o Paraná. Elevar a tarifa CUSE de ITAIPU coloca mais recursos financeiros no Paraguai e no Paraná. Mas são os demais brasileiros do mercado cativo que pagam majoritariamente por essas duas contas. Elevar os custos da Itaipu para os consumidores cativos das regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste para que a metade disso possa ser utilizada no Paraná não é algo que possa ser considerado de interesse nacional brasileiro. É necessário avaliar esses requisitos de governança e representatividade numa empresa pública e federal sob a ótica de cada nação sócia.

## Proposições

- 1- **Congresso Nacional.** A negociação internacional realizada pelo Poder Executivo Brasileiro em 16/04/2024, especialmente no que tange a elevação da tarifa CUSE de ITAIPU para 2024, 2025 e 2026, deve ser submetida, previamente à efetiva aplicação, à avaliação do Congresso Nacional Brasileiro, conforme o artigo 49, inciso I da Constituição Federal Brasileira;
- 2- **Tarifa Diplomática da Cessão de Energia.** Caso se entenda que a elevação dos ganhos “adicionais” do Paraguai para com a ITAIPU em 2024 é necessária, que se faça via “custo da cessão de energia”, também conhecida como “tarifa diplomática”, ao invés da elevação via CUSE. Tal ação por si só, reduziria o impacto nas tarifas de 130 milhões de consumidores brasileiros do mercado

- cativo das regiões Sul, Sudeste e Centro-oeste em 50% para o mesmo ganho do governo paraguaio;
- 3- **Acordo desnecessário.** Não renovar o denominado Acordo Operativo de 2007 já caducado em dezembro de 2023;
  - 4- **Comercializar e entregar.** Condicionar a comercialização de qualquer energia do Sistema Interligado Paraguai no mercado brasileiro à existência de meio físico com viabilidade efetiva dessa energia escoar para o Sistema Interligado Brasileiro;
  - 5- **Governança necessária.** Reestruturar a governança da gestão brasileira de ITAIPU especialmente no que tange a conflitos de interesse nacional do estado brasileiro e o regional, majoritariamente do estado do Paraná, eliminando inclusive qualquer iniciativa de negociação dos gestores que se sobreponha ou conflite com os termos do Tratado sem aprovação do Congresso Nacional. Também é importante reavaliar o sistema de atribuição e responsabilidade pelo monitoramento e fiscalização do cumprimento do Tratado por parte dos Diretores e Conselheiros brasileiros da Itaipu;
  - 6- **Cashback a quem paga.** Considerando que as elevações da CUSE nos anos de 2022 e 2023 são de difícil reversão, que essas elevações geraram consideráveis montantes de recursos financeiros excedentes cuja aplicação carece de destinação estruturada e fiscalização dos órgãos de controle nacionais, implantar um sistema de cashback aos estados pagadores na exata proporção da cotização da contratação de Itaipu para uso em modicidade tarifária dos consumidores do mercado cativo e/ou em ações socioambientais nas áreas de influência desses consumidores. A tabela abaixo apresenta o montante estimado para o cashback assim como os estados dos consumidores pagadores e receptores desses recursos:

Estado	Cota-parte de participação nos custos binacionais de ITAIPU (%)	Valor anual pago face ao consumo da energia de ITAIPU (US\$ milhões)	Valor estimado a receber de cashback por ano (US\$ milhões)
São Paulo	36,7	938,8	<b>324,8</b>
Rio de Janeiro	11,9	304,4	<b>105,3</b>
Minas Gerais	11,5	294,2	<b>101,8</b>
Rio Grande do Sul	9,4	240,5	<b>83,2</b>
Paraná	8,7	222,5	<b>77</b>
Santa Catarina	6,8	174	<b>60,2</b>
Goiás	4,9	125,3	<b>43,4</b>
Mato Grosso	3,1	79,3	<b>27,4</b>
Espírito Santo	2,8	71,6	<b>24,8</b>
Distrito Federal	2,4	61,4	<b>21,2</b>
Mato Grosso do Sul	1,9	48,6	<b>16,8</b>
Totais	100%	US\$ 2,56 bilhões ano	<b>US\$ 886 milhões ano</b>

*Obs.: valores estimados dos custos das cota-parte e do cashback considerando o custo do serviço de eletricidade de 2023 somado ao valor da cessão de energia, decrescido do serviço da dívida e acrescido da despesa de exploração resultante do Acordo Internacional de 16/4/24, ponderados pela contratação de potência do Brasil de 80,5% em 2024. Também foi considerado um custo operacional de US\$ 200 milhões ano por nacionalidade.*

- 7- **Concluir a revisão do Anexo C até 31 de dezembro de 2024.** Como demonstrado, as elevações das Despesas de Exploração de ITAIPU no triênio 2022-2024 resultaram em significativa transferência de renda, do Brasil para o Paraguai. A boa notícia é que o item 5 do entendimento de abril de 2024 estabelece que “después del ejercicio 2026, las Altas Partes se comprometen a aplicar una tarifa que refleje únicamente el costo estricto de operación de la entidad binacional, previsto em el Anexo C del Tratado de ITAIPU, sin incluir costos discrecionales.” Ou seja, a partir de 2027 a tarifa deve voltar a ser calculada pelo estricto custo de operação & manutenção. E o ítem 7 determina que “las Altas Partes se comprometen a concluir la revisión del Anexo C del Tratado de ITAIPU antes del 31 de diciembre de 2024. El texto final del Anexo C revisado deberá contener los términos de este entendimiento.”

Ao Paraguai interessará protelar ao máximo a materialização dessas duas cláusulas. Por isso é de fundamental importância que o Governo brasileiro, por meio principalmente do Ministério das Relações Exteriores, atue para que efetivamente a Revisão do Anexo C ocorra até 31 de dezembro de 2024, e que esta assegure condições justas e aderentes aos princípios do Tratado Internacional da ITAIPU, sob a ótica dos consumidores, das relações bilaterais do Brasil com o Paraguai, da competitividade e sustentabilidade financeira e operacional da empresa binacional.