



## MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

### NOTA TÉCNICA Nº 22/2022/CGDE/DMSE/SEE

**PROCESSO Nº 48370.000632/2019-18**

**INTERESSADO:** SECRETARIA DE ENERGIA ELÉTRICA

#### 1. ASSUNTO

1.1. Análise de Impacto Regulatório (AIR) sobre diretrizes para exportação de energia elétrica proveniente de excedentes renováveis de origem hidrelétrica.

#### 2. CONTEXTUALIZAÇÃO

2.1. O sistema elétrico brasileiro atualmente apresenta interfaces com sistemas elétricos de alguns países vizinhos. Nesse sentido, a Figura 1 apresenta as principais conexões internacionais de energia elétrica entre o Brasil e os países vizinhos da América do Sul, destacadamente com o Uruguai, a Argentina, o Paraguai e a Venezuela.

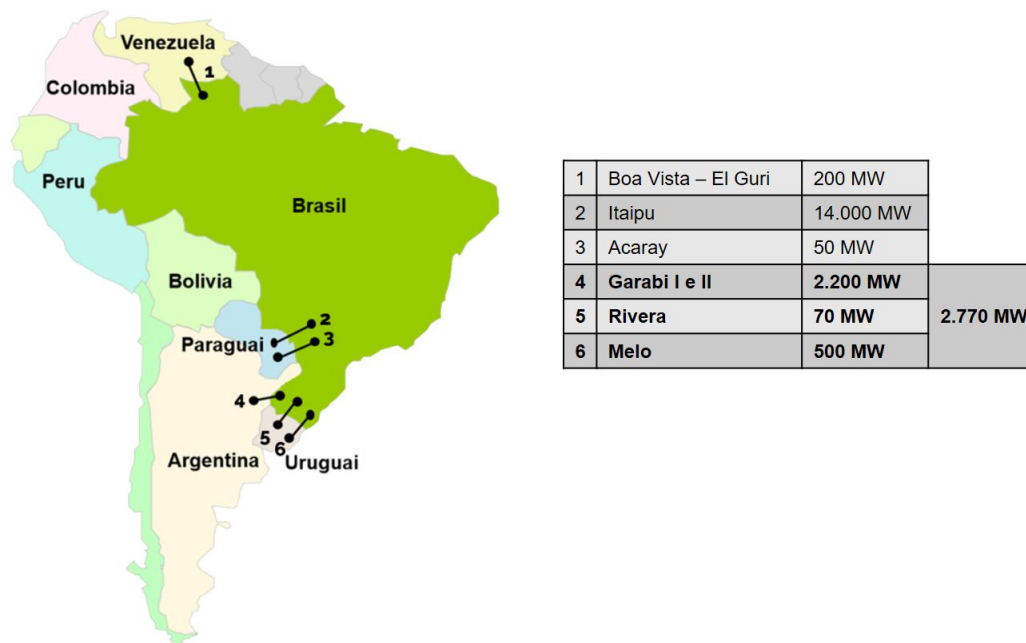


Figura 1. Principais conexões internacionais de energia elétrica entre o Brasil e os países vizinhos da América do Sul.

2.2. Nesse contexto, Ribeiro e Braga (2020) realizaram uma avaliação do processo de interligação dos sistemas elétricos do Brasil e dos países vizinhos, de onde se extrai:

O processo de integração de sistemas elétricos entre diferentes países busca favorecer o intercâmbio de energia elétrica e, à semelhança do comércio internacional de qualquer produto ou serviço, desenvolver a formação de cadeias produtivas regionais e a mitigação de riscos associados à atividade econômica, com a diversificação de mercados.

Ao explorar a complementaridade, é possível, além de promover maior racionalidade no uso dos recursos naturais e disponibilidades energéticas, reduzir custos por meio da economia de combustíveis e de investimentos, sobretudo tratando de recursos renováveis não controláveis (RODRIGUES, 2012).

Por outro lado, existem custos associados à integração regional no âmbito da energia elétrica, advindos da infraestrutura, da necessidade de integração política-regulatória e do aumento da complexidade da operação dos sistemas elétricos, inclusive com a possibilidade de que falhas em um sistema produzam impactos no país vizinho.

Um projeto multinacional de integração elétrica regional abrange, sob o ponto de vista da infraestrutura, a construção de linhas de transmissão, subestações e, eventualmente, conversores de frequência (BID, 2019).

Na América do Sul, o processo de integração de sistemas elétricos ocorre normalmente de forma bilateral entre os países (MICHELIN, 2013) e foi iniciado com a construção de usinas hidrelétricas – UHE binacionais, a exemplo das seguintes: (i) UHE Salto Grande, com capacidade instalada de 1.800 MW, construída em 1979 entre a Argentina e o

Uruguai; (ii) UHE Itaipu, de 14.000 MW, construída em 1984 entre o Brasil e o Paraguai; e (iii) UHE Yacyretá, de 1.800 MW, construída em 1998 entre a Argentina e o Paraguai (CAF, 2013).

A intensificação da construção de infraestruturas de transmissão para interligação internacional de energia elétrica faz parte de um projeto de integração mais recente, em que pese a conversora de frequência de Acaray, conectando Brasil e Paraguai, ter sido construída na década de 1970, com o objetivo principal de atendimento à região de Foz do Iguaçu, no Paraná, via sistema paraguaio (ONS, 2020).

A conexão entre Brasil e Argentina se deu primeiramente por meio da conversora de frequência de Uruguiana, em 1994, e posteriormente, nos anos 2000 e 2002, entraram em operação as interligações Garabi 1 e Garabi 2, respectivamente (RODRIGUES, 2012).

Já a interligação entre Brasil e Uruguai ocorreu em 2001, por meio da conversora de frequência de Rivera e, mais recentemente, em 2016, com a conversora de Melo (ONS, 2020).

Também em 2001, foi iniciada a operação da interligação Brasil – Venezuela, que possibilitou a integração do sistema elétrico de Roraima ao país vizinho.

Para além das infraestruturas, especialmente por tratar de segurança energética, que está diretamente relacionada aos pilares e ao grau de crescimento econômico de um país, aos níveis de estabilidade social e política e até mesmo à segurança nacional, a integração de sistemas elétricos ocorre em diferentes modalidades.

Nesse sentido, o arranjo institucional tem papel fundamental com relação à intensidade das transações, às incertezas e riscos da atividade e à própria efetividade dos mercados. Segundo Provensani (2019), há dois modelos institucionais básicos: o multilateral, correspondente à experiência da União Europeia, e o bilateral, mais aderente à prática da América do Sul.

2.3. Assim sendo, as conexões internacionais de energia elétrica do Brasil com os países vizinhos apresentam peculiaridades que devem ser consideradas no desenho das diretrizes dos intercâmbios internacionais de energia elétrica, sob pena de permitir fluxos não previstos, desotimizar os sistemas elétricos ou reduzir a captura de benefícios pela sociedade brasileira. Enquanto a conexão internacional Brasil-Venezuela integra o país vizinho ao sistema isolado de Roraima, as conexões internacionais Brasil-Argentina e Brasil-Uruguai integram os países vizinhos ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Por sua vez, a conexão internacional Brasil-Paraguai por meio da conversora Acaray requer tratamento específico para que não haja interferência com o estabelecido no Tratado de Itaipu, relativo à Usina Hidrelétrica (UHE) Binacional Itaipu.

2.4. Nesse contexto, o Ministério de Minas e Energia (MME) tem buscado aperfeiçoar as modalidades de importação e exportação de energia elétrica com os países conectados eletricamente com o Brasil, visando promover maior racionalidade no uso dos recursos naturais e das disponibilidades energéticas. Esses mecanismos são importantes para o fortalecimento da integração energética entre o Brasil e seus países vizinhos, trazendo benefícios ao setor e aos consumidores de energia elétrica.

2.5. Os intercâmbios internacionais de energia elétrica com a Argentina e com o Uruguai para aproveitamento de excedentes energéticos, anteriormente, eram baseados exclusivamente em trocas energéticas na modalidade de *swap*, ou dos chamados intercâmbios de oportunidade, definidos pelos operadores dos sistemas elétricos de cada país.

2.6. Entendendo que o *swap* de energia elétrica pode ser interessante do ponto de vista da operação eletroenergética, por permitir a exportação de recursos energéticos quando da sua maior disponibilidade e a importação em momentos de maior escassez, sob a ótica econômica de um mercado traz imprevisibilidade à formação de preço e impacta fluxos financeiros de agentes não relacionados diretamente com a transação internacional.

2.7. Assim, o MME tem buscado estabelecer diretrizes para os intercâmbios internacionais de energia elétrica com o Brasil baseados na lógica comercial-econômica, adotando os princípios da atuação governamental no setor elétrico brasileiro, definidos após a Consulta Pública MME nº 32/2017.

2.8. Neste sentido, a Portaria MME nº 339, de 15 de agosto de 2018, aperfeiçoou as diretrizes relativas à importação de energia elétrica a partir da Argentina e do Uruguai, de forma a não haver aumento de custos a agentes setoriais brasileiros alheios a esse processo. Ordinariamente, a importação hoje praticada substitui a geração termelétrica que seria despachada no Brasil, atendendo suas restrições operativas, desde que haja benefício econômico, considerando inclusive o eventual pagamento de encargos associados ao desligamento da usina termelétrica substituída.

2.9. Além de proporcionar ambiente para que possa ser realizada, com benefício aos agentes envolvidos nesse processo, a vantagem competitiva da importação de energia elétrica em relação à geração térmica substituída é revertida para o abatimento de encargos, em benefício da modicidade tarifária e, em última instância, dos consumidores de energia elétrica.

2.10. A Portaria MME nº 418, de 19 de novembro de 2019, por sua vez, trouxe conceitos relevantes da liberdade econômica, pois permitiu que usinas termelétricas disponíveis para atendimento do Sistema Interligado Nacional (SIN) e não utilizadas do ponto de vista energético pelo Brasil possam produzir energia destinada à exportação, com preço privado e adequada governança institucional.

2.11. Desde sua operacionalização, observa-se a efetividade das diretrizes estabelecidas para exportação de energia elétrica com base termelétrica, com relevante exportação para a Argentina, que, além de propiciar melhoria no

ambiente de negócio setorial no Brasil, reverte parcela do benefício com a exportação ao consumidor brasileiro, por meio do abatimento de encargos e de recursos financeiros à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias.

2.12. Em 2020, e de forma a buscar isonomia de tratamento entre as fontes, considerando suas peculiaridades, sobretudo sob os aspectos da operação e do arcabouço legal e regulatório, o MME abriu consultas públicas que tratam de diretrizes para exportação de energia elétrica proveniente de excedentes renováveis, hidrelétricos e não-hidrelétricos.

2.13. A proposta de exportação de energia elétrica proveniente de excedentes hidrelétricos foi apresentada na Consulta Pública MME nº 96/2020 e é fundamentada na maximização do preço da energia transacionada, destinado ao Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), por meio de processo competitivo entre comercializadores, que, por sua vez, têm o papel fundamental de capturar informações de preço nos países vizinhos, de forma a prover efetividade operacional e econômica ao processo.

2.14. Já a Consulta Pública MME nº 97/2020, sobre diretrizes para exportação de energia elétrica baseada em excedentes não-hidrelétricos, visa colher subsídios e buscar a inteligência do mercado setorial no desenho de estratégias capazes de viabilizar o negócio, sem afetar a segurança eletroenergética do SIN e mantendo custos e riscos da transação restritos aos envolvidos no processo de exportação.

2.15. Nesse sentido, entende-se que, à semelhança dos países europeus, a integração elétrica regional pode ser capaz de mitigar riscos associados às incertezas de geração, especialmente diante da relevante presença de fontes renováveis na matriz de geração de energia elétrica, ao permitir a utilização mais racional de recursos naturais por meio da complementariedade dos diferentes recursos energéticos entre os países. Ademais, pode representar importante alternativa frente a cenários de escassez dos insumos necessários à respectiva geração de energia elétrica, a exemplo das recentes restrições vivenciadas no Brasil, relacionadas à escassez hídrica, e também no cenário internacional impactado pelo conflito russo-ucraniano e suas consequências na oferta de gás natural e derivados do petróleo.

2.16. A energia elétrica está sendo alçada ao patamar de produto ou serviço no comércio internacional, considerando a garantia da segurança energética e as condições de contorno existentes. Com abordagens ganha-ganha, tanto em termos dos agentes setoriais e consumidores nacionais, quanto nas relações entre os países, as diretrizes que vêm sendo estabelecidas e as modalidades praticadas têm levado o Brasil a um novo patamar na integração elétrica regional.

2.17. O arcabouço institucional e regulatório em que se dá a integração elétrica a nível internacional está diretamente relacionado às incertezas, aos custos de transação, à competitividade e ao crescimento econômico. Considerando o papel do MME de formulador, indutor e supervisor das políticas públicas setoriais na área de energia, a busca é incitar o desenvolvimento e a competitividade econômica, a sustentabilidade e a atratividade ao ambiente de negócio do setor elétrico, além de promover benefícios ao consumidor de energia elétrica.

2.18. Assim, diante do exposto, eventualmente, as fontes de geração de energia elétrica também requerem tratamento específico no estabelecimento de diretrizes para exportação de energia elétrica pelo Brasil, considerando as peculiaridades dos pontos de vista de operação, comercialização e regulação, sob pena de distorcer o desenho de mercado do setor elétrico brasileiro.

2.19. Desse modo, a geração de energia elétrica a partir de usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) destinada à exportação para países vizinhos demanda tratamento específico e diferenciado em relação à vigente na Portaria MME nº 418, de 19 de novembro de 2019, que trata da exportação de energia elétrica proveniente de usinas termelétricas despachadas centralizadamente pelo ONS, disponíveis e não despachadas para atendimento ao SIN.

2.20. A produção elétrica de uma usina está diretamente relacionada ao despacho centralizado realizado pelo ONS, considerando as disponibilidades de cada uma das usinas em condições de operação no SIN. Essas usinas são despachadas com o objetivo de minimizar os custos operacionais, tendo-se em vista as aflúncias hidrológicas, o armazenamento de água dos reservatórios, os custos variáveis unitários das usinas térmicas e as restrições operacionais. Dessa forma, os agentes proprietários de usinas sujeitas ao despacho centralizado pelo ONS não têm controle sobre seu nível de geração, independentemente de seus compromissos de venda de energia realizados com base nas garantias físicas.

2.21. Dadas as grandes dimensões territoriais do Brasil, existem também diferenças hidrológicas significativas entre as regiões, ou seja, os períodos secos e úmidos não são coincidentes e, portanto, demandam um fluxo permanente de energia elétrica entre essas regiões. Uma região em período seco deve armazenar água e, dessa forma, produz energia elétrica proveniente de fonte hidrelétrica em níveis abaixo da média, enquanto uma região úmida produz acima da média.

2.22. O MRE foi concebido para compartilhar entre seus integrantes os riscos financeiros associados à comercialização de energia elétrica pelas usinas hidráulicas despachadas de modo centralizado e otimizado pelo ONS. Outro fator que explica a instituição do MRE é a existência de várias usinas em cascata. Nessas usinas, a operação ótima individual não necessariamente corresponde à ótima operação global do sistema. Como o despacho é centralizado, ou seja, como a água é compartilhada por todos os agentes hidrelétricos envolvidos e o seu uso não é gerido pelo

proprietário da usina hidrelétrica, o MRE minimiza e compartilha entre os agentes hidrelétricos integrantes o risco de venda de energia em longo prazo.

2.23. O MRE assegura que, no processo da contabilização na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), todas as usinas hidrelétricas participantes recebam seus níveis de garantia física independentemente da produção real de energia, desde que a geração total do MRE não esteja abaixo do total da garantia física de suas usinas do SIN. Em outras palavras, o MRE realoca a energia entre os integrantes desse Mecanismo, transferindo o excedente daqueles que geraram além de suas garantias físicas para aqueles que geraram abaixo.

2.24. Assim, enquanto uma usina termelétrica cujo despacho não foi demandado pelo ONS pode, a princípio, comercializar sua produção de energia elétrica por sua conta e risco, sem prejudicar a segurança energética brasileira, as usinas hidrelétricas despachadas pelo ONS não têm autonomia para gerir sua produção de energia elétrica e os impactos comerciais são compartilhados no MRE.

2.25. Diante do exposto e com o objetivo de robustecer a proposta, a seguir será apresentada a AIR específica sobre diretrizes para exportação de energia elétrica proveniente de excedentes renováveis de origem hidrelétrica.

### 3. ANÁLISE

#### Problema Regulatório

Ausência de normativo que estabeleça diretrizes para exportação de energia elétrica proveniente de excedentes renováveis de origem hidrelétrica.

#### Base Legal

3.1. A Lei nº 13.844, de 18 de junho de 2019, ao estabelecer a organização básica dos órgãos da Presidência da República e dos Ministérios, constituiu, como área de competência do Ministério de Minas e Energia (MME), conforme inciso VIII do art. 41, "políticas nacionais de integração do sistema elétrico e de integração eletroenergética com outros países".

3.2. Por sua vez, o Decreto nº 9.675, de 2 de janeiro de 2019, em seu art. 20, determina competência à Secretaria de Energia Elétrica do MME (SEE/MME) para "coordenar as ações de comercialização de energia elétrica no território nacional e nas relações com os países vizinhos", bem como para "acompanhar as ações de integração elétrica com os países vizinhos, nos termos dos acordos internacionais firmados".

3.3. Ademais, ressalta-se que esta AIR contempla o arcabouço normativo do setor elétrico brasileiro vigente de modo a permitir a avaliação apresentada para cada uma das alternativas regulatórias.

#### Motivos para enfrentamento do problema regulatório

3.4. O processo de integração de sistemas elétricos entre diferentes países busca favorecer o intercâmbio de energia elétrica e, à semelhança do comércio internacional de qualquer produto ou serviço, desenvolver a formação de cadeias produtivas regionais e a mitigação de riscos associados à atividade econômica, com a diversificação de mercados (RIBEIRO e BRAGA, 2020).

3.5. O enfrentamento do problema regulatório se motiva pela necessidade de avaliação técnica e jurídica que dê suporte à exportação de energia elétrica proveniente de excedentes de origem hidrelétrica. Assim, no caso específico desta AIR, pretende-se analisar os impactos regulatórios de alternativas capazes de disciplinar a destinação de excedentes energéticos de origem hidrelétrica, por meio da exportação de energia elétrica para países vizinhos.

3.6. Derivado do problema regulatório e considerando o balanço eletroenergético brasileiro, espera-se permitir o aumento da geração de energia elétrica nas usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente pelo ONS em oportunidades em que há, no SIN, oferta de recursos energéticos instantâneos, considerando as inflexibilidades, em montante superior à demanda dos consumidores brasileiros.

3.7. No Brasil, a ampliação da diversidade da matriz de geração de energia elétrica, com participação cada vez mais relevante das fontes eólica, solar e de usinas hidrelétricas a fio d'água, tem resultado no consequente aumento da complexidade da operação do SIN. Isso decorre, dentre outros fatores: do distanciamento dessas usinas renováveis em relação aos grandes centros de carga, requerendo soluções de transmissão, muitas vezes associadas a diferentes tecnologias para a transferência de grandes blocos de energia elétrica; da alta sazonalidade ou intermitência na produção dessa energia renovável; e do aumento das inflexibilidades energéticas associadas à geração eólica, solar e hidrelétrica a fio d'água, bem como às restrições operativas hidráulicas de vazão mínima e de taxa de variação.

3.8. Dessa forma, a existência de excedentes energéticos de origem hidrelétrica não alocáveis na carga brasileira, mas transmissíveis para exportação, propicia a discussão sobre normativo que estabeleça diretrizes para exportação dessa energia elétrica.

3.9. Os limites das interligações dos elos de corrente contínua e dos intercâmbios entre subsistemas do SIN, em operação normal, seguidos pelos operadores dos Centros de Operação do ONS e pela operação dos Agentes envolvidos, de acordo com os Procedimentos de Rede, em geral, variam de acordo com os valores de carga atendida pelo SIN e por seus subsistemas. Desse modo, com as condições internas do SIN, podem surgir, nas hidrelétricas, vertimentos turbináveis (água que poderia produzir geração de energia elétrica se houvesse demanda dos consumidores e que, não havendo, deixa de produzir energia elétrica ao fluir pelos vertedouros) transmissíveis e não transmissíveis para as condições eletroenergéticas do SIN. Naturalmente, os excedentes energéticos que produziram vertimentos turbináveis transmissíveis são aptos a serem destinados, como energia elétrica, à exportação aos países vizinhos. Não obstante, mesmo os vertimentos turbináveis que seriam não transmissíveis na ausência de exportação podem, eventualmente, se tornar transmissíveis pela mudança das condições de limites de intercâmbios das interligações dos elos de corrente contínua e dos intercâmbios entre subsistemas do SIN, aumentando o potencial de energia elétrica excedente que pode ser destinada à exportação aos países vizinhos, sem prejudicar a segurança eletroenergética brasileira.

3.10. A Figura 2 apresenta a energia vertida turbinável ao longo dos últimos anos estimada pelo ONS a partir dos dados de disponibilidade das usinas hidrelétricas, sem discriminar a parcela transmissível. Como pode ser observado, o montante mais relevante de energia vertida turbinável ocorre no subsistema Norte, durante os períodos úmidos. Por outro lado, o subsistema Sul produz energia vertida turbinável de modo mais frequente ao longo dos anos, mas em menor montante.

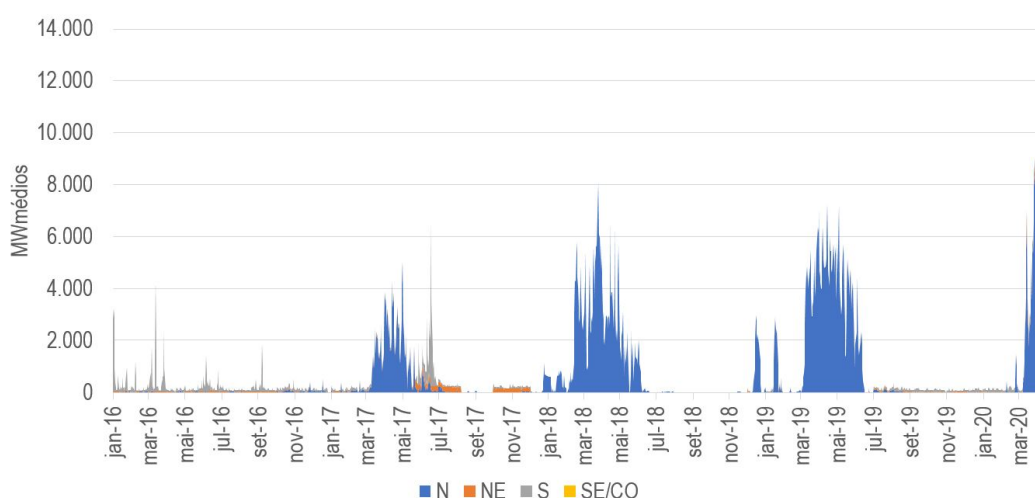


Figura 2. Energia vertida turbinável (Fonte dos dados: ONS).

3.11. Por fim, é importante mencionar que, historicamente, tem havido exportação de energia elétrica proveniente de excedentes hidrelétricos não alocáveis na carga brasileira, a título de energia de oportunidade, com posterior devolução associada (swap), ou seja, troca de energia entre os dois países em caráter não comercial.

3.12. Assim, o enfrentamento do problema regulatório pode encontrar soluções capazes de fazer com que os agentes setoriais sejam estimulados a maximizar as oportunidades de aproveitamento dos excedentes hidrelétricos brasileiros, tendo como arcabouço uma regulação transparente, confiável e previsível, com regras e condições que viabilizem a atratividade, potencializando novos negócios e auferindo receitas em benefício do setor elétrico e dos consumidores de energia elétrica.

### Alternativas Consideradas para Enfrentamento do Problema Regulatório

3.13. A seguir são apresentadas três alternativas para enfrentamento do problema regulatório, suas descrições e diretrizes gerais.

- *Alternativa 1: Restrição à exportação de excedentes energéticos de origem hidráulica*

3.14. A restrição à exportação de excedentes energéticos de origem hidráulica é uma alternativa regulatória que impede o intercâmbio de energia elétrica com os países vizinhos proveniente de excedentes hidrelétricos. Ao desconsiderar a possibilidade de exportação desses recursos, as usinas hidrelétricas brasileiras passam a atender, exclusivamente, cargas associadas a consumidores de energia elétrica no Brasil. Ao tempo em que podem ser mais frequentes os vertimentos turbináveis não alocáveis na carga brasileira, pela redução da diversificação do mercado (em relação à integração com os países vizinhos), as usinas hidrelétricas também deixam de estar submetidas à prática atual de intercâmbio de energia elétrica via *swap*.

- *Alternativa 2: Prática de swap de energia elétrica*

3.15. A prática de *swap* de energia elétrica é uma alternativa regulatória que propõe a manutenção dos intercâmbios de oportunidade com os países vizinhos, em regime de devolução. Nessa modalidade, o ONS desempenha papel protagonista de negociação (não comercial) e controle dos intercâmbios internacionais de energia elétrica, submetendo as usinas hidrelétricas brasileiras a alterações no seu perfil de geração, tanto no sentido da exportação da energia quanto na sua devolução, de modo a acomodar os fluxos internacionais.

3.16. A Figura 3 ilustra o esquemático da operacionalização da exportação de energia elétrica proveniente de excedentes hidrelétricos conforme alternativa 2.

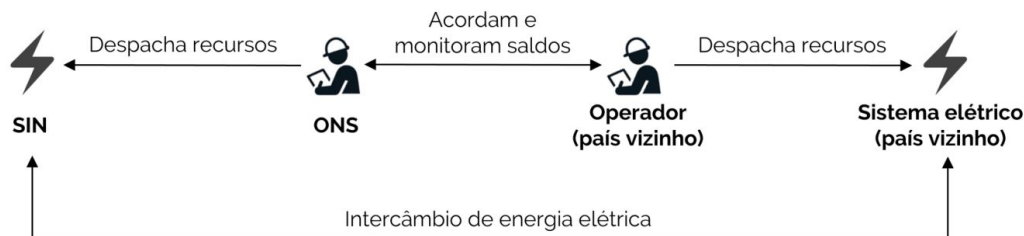


Figura 3. Esquemático da operacionalização da exportação de energia elétrica proveniente de excedentes hidrelétricos conforme alternativa 2.

3.17. Atualmente, na modalidade de *swap*, são praticados intercâmbios em caráter de oportunidade, teste e emergencial. O foco da discussão aqui apresentada são os chamados intercâmbios de oportunidade, realizados a fim de viabilizar benefícios econômico-energéticos aos países envolvidos.

3.18. A exportação de energia elétrica pelo Brasil na modalidade de *swap* ocorre quando existem condições hidrológicas favoráveis no SIN, produzindo excedentes hidrelétricos capazes de gerar energia elétrica sem prejudicar a segurança do abastecimento eletroenergético. Nesse momento, geralmente associado a baixos valores de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), devido à existência de excedentes energéticos, ocorre aumento da contabilização de perdas da Rede Básica do SIN, devido ao fato de que há um aumento da geração (incluindo a parcela destinada à exportação), sem que a exportação provoque aumento de carga do Sistema. O pagamento pelas perdas contabilizadas é assumido pelos agentes de geração e de consumo do mercado de energia elétrica, conforme regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Além disso, nesse momento, há um aumento da geração hidrelétrica.

3.19. Por outro lado, na importação de energia elétrica pelo Brasil, em momento de interesse da parte exportadora e havendo possibilidade de alocação na carga brasileira, geralmente associado a valores de PLD mais elevados do que no momento da exportação de excedentes pelo Brasil, há redução das perdas da Rede Básica do SIN e redução da geração hidrelétrica.

3.20. Desse modo, a prática de *swap* introduz incertezas de difícil previsibilidade no setor elétrico brasileiro, associadas às perdas e à devolução da energia, que afeta a política operativa e os custos internos do Brasil, mesmo que indiretamente por meio da recuperação dos reservatórios das usinas hidrelétricas.

3.21. Do ponto de vista da operação do SIN, a prática de *swap* permite a otimização do aproveitamento dos recursos energéticos disponíveis. Todavia, deve-se atentar aos rebatimentos comerciais - mesmo sabendo que a transação não implica negociação financeira - e de governança institucional, que serão detalhados mais a frente, além dos aspectos jurídicos que deem suporte a esse tipo de operação.

3.22. Atualmente, está em vigência, até 31 de dezembro de 2022, o "Memorando de Entendimento entre o Ministério de Minas e Energia da República Federativa do Brasil e a Secretaria de Governo de Energia do Ministério da Fazenda da República da Argentina", que prevê as seguintes modalidades de intercâmbios internacionais de energia elétrica:

- a) Sem Devolução de Energia Elétrica Interruptível Fornecida;
- b) Com Devolução da Energia Elétrica Interruptível Fornecida para casos emergenciais; e
- c) Com Devolução de Energia Elétrica Interruptível fornecida para aproveitamento de excedentes hidroelétricos ou renováveis.

3.23. As modalidades "b" e "c" acima mencionadas são via *swap*, sendo a modalidade "c" também denominada de intercâmbio de oportunidade. Essas modalidades também são eventualmente realizadas com o Uruguai, mesmo sem a existência de Memorando de Entendimento vigente.

3.24. A modalidade "b" acima mencionada é caracterizada, pelo ONS, como recebimento de energia elétrica quando de condições operativas de emergência, tais como: emergências no sistema de geração ou transmissão que comprometem o atendimento à carga. O suprimento de energia poderá ser interrompido em função de eventos no sistema exportador que venham comprometer a segurança de sua operação. A energia importada deve ser compensada com devolução em igual montante, não havendo transação financeira.

3.25. Já a modalidade "c" acima mencionada é caracterizada como situação em que condições hidrológicas favoráveis no sistema eletroenergéticos de um país possibilitam excedentes de energia elétrica, de origem hidráulica, que podem ser exportados a um país interligado. Para oferta dessa modalidade de energia pelo Brasil deve haver iminência ou estar havendo vertimento turbinável no SIN. A energia importada deve ser compensada com devolução em igual montante, não havendo transação financeira.

3.26. Também ocorre *swap* quando da necessidade de realização de testes. Essa energia é caracterizada como fornecimento e/ou recebimento de energia elétrica a compensar entre os países interligados.

3.27. A Figura 4 apresenta o histórico de intercâmbio de energia elétrica do Brasil via *swap* com a Argentina e com o Uruguai. Enquanto a exportação máxima realizada nesse período para a Argentina pela modalidade de *swap* de energia de oportunidade foi da ordem de 805 MW médios no mês, para o Uruguai foi de aproximadamente 37 MW médios no mês.

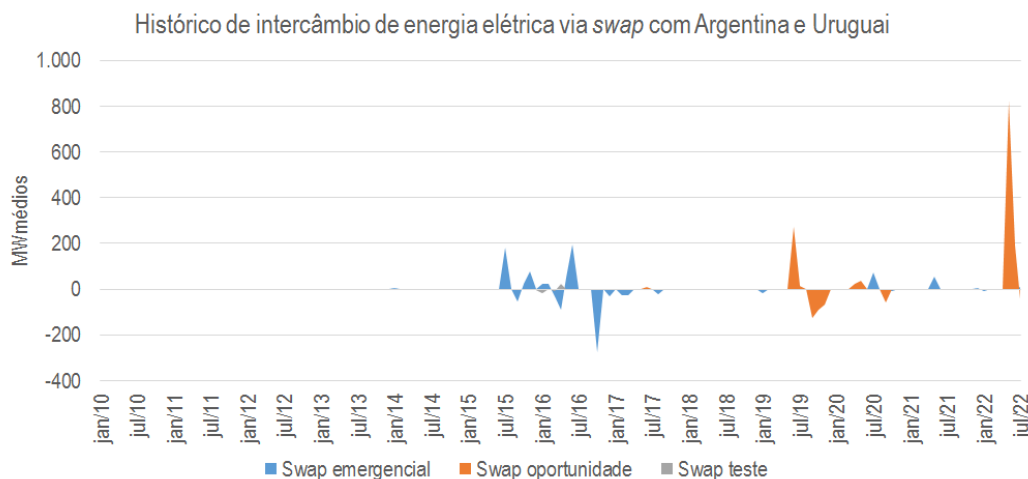


Figura 4. Intercâmbios internacionais de energia elétrica utilizando a prática de *swap* (Fonte dos dados: ONS).

3.28. Ocorre que a celebração de memorandos de entendimento constitui, sob o ponto de vista jurídico, mero compromisso político entre os países signatários, formalizado por ato simplificado, sem que as partes assumam compromissos gravosos nem que se faça produzir encargos ou efeitos jurídicos na ordem interna. Assim, para que haja operacionalização das intenções firmadas, as partes signatárias devem desenvolver instrumentos jurídicos internos (como portarias) ou binacionais (como tratados). Logo, para que seja possível contrair direitos e, em especial, obrigações, como a relativa ao compromisso de devolução de energia elétrica nos intercâmbios de oportunidade (*swap* de excedentes energéticos), o instrumento mais adequado seria, efetivamente, o tratado internacional, conforme entendimento apresentado no Parecer Jurídico nº 134/2014/CONJUR-MME/CGU/AGU emitido no âmbito do Segundo Termo Aditivo ao Memorando de Entendimento Brasil-Argentina sobre Intercâmbio de Energia.

3.29. Assim, depreende-se que, para adequada segurança jurídica envolvendo a modalidade de *swap* é necessário avançar em tratados internacionais. Sobre esse aspecto, é importante consignar que, em regra, deverá ser observada a necessidade de capacidade específica dos agentes signatários para a celebração de atos internacionais. Nesse sentido, a Constituição Federal brasileira, em seu artigo 84, inciso VIII, estabelece que compete privativamente ao Presidente da República a celebração de tratados, convenções e atos internacionais, sujeitos a referendo do Congresso Nacional.

- *Alternativa 3: Estabelecimento de mecanismo comercial*

A última alternativa regulatória é estabelecer as diretrizes para a exportação comercial de energia elétrica interruptível sem devolução, destinada à República Argentina e à República Oriental do Uruguai, proveniente de excedente de geração de energia elétrica de usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente pelo ONS, disponíveis para atendimento ao SIN, cuja geração seja transmissível e não alocável na carga brasileira. A ação contempla processo competitivo interno ao Brasil que busca maximizar o benefício financeiro da comercialização de energia elétrica proveniente desse excedente energético, considerando que a efetividade da transação se dará com preços de exportação inferiores aos preços praticados nos países vizinhos.

3.30. Os principais aspectos estabelecidos pela ação proposta são:

- a) A exportação de energia elétrica poderá ser realizada durante todo o ano, sempre que houver excedentes energéticos de usinas hidrelétricas, transmissíveis e não alocáveis na carga brasileira, utilizando as infraestruturas de interconexão internacional disponíveis com esses países;
- b) A exportação de energia elétrica não deverá afetar a segurança eletroenergética do SIN e terá caráter interruptível, avaliado considerando a existência de excedentes hidrelétricos, critérios de segurança do SIN e atendendo as regras do mercado brasileiro;

- c) O intercâmbio não deverá interferir na formação do Custo Marginal de Operação (CMO) e do PLD;
- d) A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) operacionalizará processo competitivo periódico entre agentes comercializadores, com apresentação de ofertas de montante e preço;
- e) Os agentes comercializadores responsáveis pela exportação arcarão com as perdas até a conversora em que ocorrer a exportação;
- f) Serão privados os preços estabelecidos nos contratos bilaterais entre agentes comercializadores e partes importadoras;
- g) Não haverá necessidade de lastro contratual para exportação de energia elétrica;
- h) A energia elétrica gerada com fins de exportação será considerada no MRE e será destinada integralmente como recurso de geração para exportação;
- i) O recurso financeiro proveniente do processo competitivo promovido pela CCEE, considerando as ofertas de montante e preço apresentadas pelos agentes comercializadores, será rateado entre as usinas participantes do MRE, com o mesmo critério de rateio desse Mecanismo;
- j) O recurso financeiro proveniente do processo competitivo promovido pela CCEE será destinado aos titulares das usinas participantes do MRE, com exceção das usinas do regime de cotas de garantia física e da usina hidrelétrica Itaipu, cujo recurso será destinado aos agentes distribuidores cotistas com fins de modicidade tarifária;
- k) Fica vedada a prática de exportação de energia elétrica proveniente de usinas hidrelétricas em modalidade distinta, ressalvada situação emergencial ou de teste definida pelo operador nacional do sistema elétrico de cada país;
- l) As regras e procedimentos de exportação comercial de energia elétrica serão temporários até que haja regulamentação específica pela ANEEL, sem ensejar recontabilização em razão do advento da nova regulamentação;
- m) Em caso de restrições de operação para exportação, o ONS deverá considerar todas as modalidades de exportação e priorizar a ordem da apresentação da solicitação de despacho para exportação e da existência de excedentes hidrelétricos;
- n) O ONS deverá publicar informações relacionadas ao vertimento turbinável com base em dados dos agentes hidrelétricos de forma a garantir a transparência do processo;
- o) Na ocorrência de redução da exportação em relação ao valor programado, o ONS deverá buscar reduzir as diferenças entre a exportação e a geração das usinas associadas; e
- p) Eventos do sistema elétrico brasileiro que afetem a exportação de energia elétrica programada deverão ser documentados e disponibilizados pelo ONS aos agentes.

3.31. Os comercializadores desempenharão papel fundamental no processo de valoração do excedente hidrelétrico no Brasil, pois terão incentivos para buscar capturar a informação do preço praticado nos países importadores e, com esse balizador, por meio do processo competitivo, maximizar a receita aos geradores hidrelétricos brasileiros, auferindo também receita própria. O negócio tende a se efetivar na medida em que a energia negociada tenha um preço inferior ao praticado nos países importadores, considerando as regras estabelecidas por esses países no processo de importação.

3.32. Também há de se chamar atenção ao fato de que as diretrizes apresentadas preveem que o processo competitivo se dê entre todas as comercializadoras do Brasil, conforme interesse, e não somente entre as autorizadas pela parte importadora, de forma a evitar que eventual falta de competição da parte importadora prejudique o atendimento à premissa de maximização do preço a ser pago pelo direito de comercializar energia elétrica proveniente de vertimento turbinável. Não obstante, as comercializadoras vencedoras no processo competitivo poderão transacionar essa energia com as comercializadoras autorizadas pelas partes importadoras, caso sejam empresas diferentes.

3.33. Dessa forma, em síntese, a ação proposta introduz aprimoramentos em relação aos procedimentos anteriormente praticados, os quais estão destacados a seguir:

- a) Aperfeiçoa as condições regulatórias e permite renda adicional aos agentes participantes do MRE;
- b) Estabelece mecanismo bilateral de mercado em detrimento de relações entre países;
- c) Introduz o conceito de preço de mercado, em detrimento do conceito de *swap* de energia elétrica, preservando as relações bilaterais entre agentes setoriais;
- d) Permite maiores oportunidades de negócio aos agentes setoriais de geração e de comercialização de energia elétrica;
- e) Reduz a imprevisibilidade no mercado de energia elétrica brasileiro;



- f) Amplia oportunidades de utilização das infraestruturas existentes (usinas existentes com capacidade ociosa e interconexões internacionais);
- g) Amplia potencial de amortização dos investimentos de interconexão internacional, com benefício aos geradores e aos consumidores brasileiros de energia elétrica;
- h) Aprimora a governança institucional da exportação de energia elétrica, desburocratizando o processo;
- i) Fortalece as relações comerciais com os países vizinhos;
- j) Permite o aumento da arrecadação de impostos para os entes federativos.
- k) Permite a geração de empregos.

3.34. A Figura 5 ilustra o esquemático da operacionalização dessa alternativa de exportação de energia elétrica proveniente de excedentes hidrelétricos.

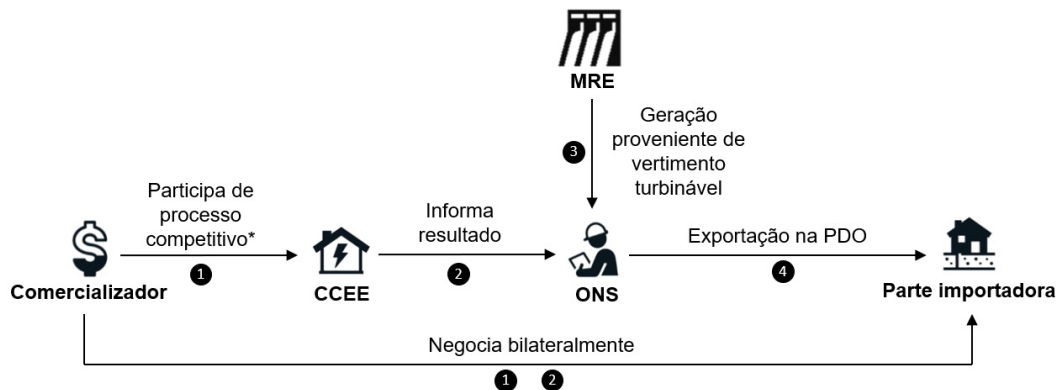


Figura 5. Esquemático da operacionalização da exportação de energia elétrica proveniente de excedentes hidrelétricos conforme alternativa 3.

3.35. Nesse esquemático são apresentadas as seguintes etapas:

1. Os agentes comercializadores interessados participam de processo competitivo periódico para exportar energia elétrica proveniente de excedentes hidrelétricos, realizado pela CCEE, por meio de ofertas de montante e preço:
  - a) As diretrizes para esse processo competitivo, incluindo o preço mínimo, requisitos de habilitação e garantia financeira serão estabelecidas em regras, procedimentos de comercialização e procedimentos operativos específicos do processo competitivo;
  - b) A metodologia de definição do preço mínimo deverá ser submetida a instrumento de participação social, bem como não poderá estabelecer preço inferior ao valor mínimo regulatório do PLD;
  - c) Poderão participar os comercializadores que estejam adimplentes com as obrigações setoriais, inclusive junto à CCEE, mesmo que não tenham sido autorizados pelo MME nos termos da Portaria MME nº 596, de 19 de outubro de 2011, sem haver necessidade de autorização prévia pelas partes importadoras;
  - d) Os agentes comercializadores responsáveis pela exportação de energia elétrica devem ser autorizados pelo MME nos termos da Portaria MME nº 596/2011, estar adimplentes com as obrigações setoriais, inclusive junto à CCEE, bem como cumprir regulamentação específica sobre a contratação, apuração e liquidação dos encargos referentes ao uso do sistema de transmissão;
  - e) Os agentes comercializadores que participarem do processo competitivo e não detenham autorização do MME para realizar a exportação deverão firmar contratos bilaterais com os comercializadores autorizados a exportar para concluir o processo de exportação;
  - f) Os agentes comercializadores apresentarão, diretamente às partes importadoras da República Argentina ou da República Oriental do Uruguai, ofertas de montante, preço e respectiva duração da exportação de energia elétrica.
2. A CCEE informa ao ONS e publica o resultado do processo competitivo;
3. O ONS recebe dados de vertimento turbinável dos agentes hidrelétricos;
4. O ONS considera as solicitações dos países vizinhos para exportação pelo Brasil, nessa modalidade, na programação diária da operação, limitando ao montante ofertado pelos agentes comercializadores e informados pela CCEE, conforme processo competitivo, com entrega de energia no último Ponto de Medição Padrão CCEE disponível, ou seja, na fronteira do Brasil ou na Conversora em que ocorrer a exportação, considerando as perdas.

3.36. Por fim, registra-se, a título de exemplo comparativo e com o objetivo de elucidar a importância da regulamentação proposta, informações relativas à exportação comercial de energia elétrica proveniente de usinas termelétricas. No mês de junho de 2022, foi exportado para a Argentina cerca de 1.000 MW médios por meio de 14 usinas termelétricas brasileiras disponíveis para atendimento ao SIN, mas não despachadas pelo ONS, o que pode ser considerado um excedente energético. Por essa exportação, a Argentina pagou cerca de R\$ 448,5 milhões, dos quais houve produção de benefício da ordem R\$ 71,9 milhões ao setor elétrico brasileiro e à sociedade brasileira, sendo R\$ 42,6 milhões relativos à compensação à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias de usinas comprometidas com Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) na modalidade disponibilidade, em benefício dos consumidores regulados que contratam essas usinas termelétricas, e R\$ 29,3 milhões relativos ao pagamento de Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST), reduzindo a base de cálculo paga pelos consumidores (regulados e livres) e geradores de energia elétrica.

### Atores ou Grupos Afetados

3.37. Abaixo é apresentada síntese dos principais atores afetados pela ação proposta.

#### **Alternativa 1: Restrição à exportação desses excedentes energéticos**

- **Geradores hidrelétricos:** as usinas hidrelétricas brasileiras passam a atender, exclusivamente, cargas associadas a consumidores de energia elétrica no Brasil. Podem ser mais frequentes os vertimentos turbináveis não alocáveis na carga brasileira, pela redução da diversificação do mercado (em relação à integração com os países vizinhos), subaproveitando recursos energéticos brasileiros, cuja receita financeira poderia ser destinada aos geradores hidrelétricos e aos consumidores regulados (em relação aos contratos de cotas e de Itaipu), como propõe a modalidade comercial de exportação de energia elétrica. Além disso, as usinas hidrelétricas também deixam de estar submetidas às interferências da prática atual de intercâmbio de energia elétrica via *swap*, relacionadas aos impactos no pagamento de perdas da Rede Básica, no eventual deslocamento hidrelétrico, na política operativa e na formação de preço no setor elétrico brasileiro. Adicionalmente, como não há pagamento de encargos de uso dos sistemas de transmissão de conexão internacional de energia elétrica, os geradores são responsáveis, juntamente com os consumidores (regulados e livres), pelo pagamento integral das infraestruturas de transmissão que seriam utilizadas em eventual exportação de energia elétrica pelo Brasil, incluindo a conexão internacional de energia elétrica e a Rede Básica.
- **Demais geradores:** a eventual geração adicional de energia elétrica destinada a exportação, considerada nessa AIR, seria transmissível e proveniente de excedentes energéticos, o que não afetaria o planejamento, a programação da operação e a operação das demais usinas. Além disso, como não há pagamento de encargos de uso dos sistemas de transmissão de conexão internacional de energia elétrica, os geradores são responsáveis, juntamente com os consumidores (regulados e livres), pelo pagamento integral das infraestruturas de transmissão que seriam utilizadas em eventual exportação de energia elétrica pelo Brasil, incluindo a conexão internacional de energia elétrica e a Rede Básica. Os demais geradores deixam de estar submetidos às interferências da prática atual de intercâmbio de energia elétrica via *swap*, relacionadas aos impactos no pagamento de perdas da Rede Básica, na política operativa e na formação de preço no setor elétrico brasileiro.
- **Consumidores regulados:** como as usinas hidrelétricas passam a atender, exclusivamente, cargas associadas a consumidores de energia elétrica no Brasil, podem ser mais frequentes os vertimentos turbináveis não alocáveis na carga brasileira, pela redução da diversificação do mercado (em relação à integração com os países vizinhos), subaproveitando recursos energéticos brasileiros, cuja receita financeira poderia ser destinada aos geradores hidrelétricos e aos consumidores regulados (em relação aos contratos de cotas e de Itaipu), como propõe a modalidade comercial de exportação de energia elétrica. Como não há pagamento de encargos de uso dos sistemas de transmissão de conexão internacional de energia elétrica, os consumidores regulados são responsáveis, juntamente com os consumidores livres e com os geradores, pelo pagamento integral das infraestruturas de transmissão que seriam utilizadas em eventual exportação de energia elétrica pelo Brasil, incluindo a conexão internacional de energia elétrica e a Rede Básica. Os consumidores deixam de estar submetidos às interferências da prática atual de intercâmbio de energia elétrica via *swap*, relacionadas aos impactos no pagamento de perdas da Rede Básica, no eventual deslocamento hidrelétrico, na política operativa e na formação de preço no setor elétrico brasileiro.
- **Consumidores livres:** como não há pagamento de encargos de uso dos sistemas de transmissão de conexão internacional de energia elétrica, os consumidores livres são responsáveis, juntamente com os consumidores regulados e com os geradores, pelo pagamento integral das infraestruturas de transmissão que seriam utilizadas em eventual exportação de energia elétrica pelo Brasil, incluindo a conexão internacional de energia elétrica e a Rede Básica. Os consumidores deixam de estar

submetidos às interferências da prática atual de intercâmbio de energia elétrica via *swap*, relacionadas aos impactos no pagamento de perdas da Rede Básica, no eventual deslocamento hidrelétrico, na política operativa e na formação de preço no setor elétrico brasileiro.

- **Comercializadoras:** os agentes comercializadores de energia elétrica não são envolvidos na proposta e, portanto, não viabilizam negócios envolvendo intercâmbios internacionais de energia elétrica com os países vizinhos, limitando sua potencial atuação nestas situações. Não obstante, as comercializadoras deixam de estar submetidas às interferências da prática atual de intercâmbio de energia elétrica via *swap*, relacionadas aos impactos no pagamento de perdas da Rede Básica, na política operativa e na formação de preço no setor elétrico brasileiro.
- **Distribuidoras de energia elétrica:** As distribuidoras deixam de estar submetidas às interferências da prática atual de intercâmbio de energia elétrica via *swap*, relacionadas aos impactos no pagamento de perdas da Rede Básica, no eventual deslocamento hidrelétrico, na política operativa e na formação de preço no setor elétrico brasileiro. Por outro lado, a restrição à exportação dos excedentes hidrelétricos limita o benefício econômico-financeiro da exploração desse recurso energético, que poderia melhorar o fluxo de caixa das distribuidoras, sobretudo nos contratos associados ao regime de cotas e à Itaipu.

### **Alternativa 2: Prática de swap de energia elétrica**

- **Geradores hidrelétricos:** as usinas hidrelétricas brasileiras passam a atender cargas associadas a consumidores de energia elétrica nos países vizinhos, reduzindo a probabilidade de ocorrência de vertimentos turbináveis não alocáveis na carga, pelo aumento da diversificação do mercado (em relação ao atendimento exclusivo a cargas brasileiras), melhorando, do ponto de vista operacional, o aproveitamento dos recursos energéticos brasileiros. Por outro lado, as usinas hidrelétricas passam a estar submetidas a interferências da prática de *swap*, relacionadas aos impactos no pagamento de perdas da Rede Básica, no eventual deslocamento hidrelétrico (atualmente não pago para essa prática), na política operativa e na formação de preço no setor elétrico brasileiro;
- **Demais geradores:** a eventual geração adicional de energia elétrica destinada a exportação, considerada nessa AIR, seria transmissível e proveniente de excedentes energéticos, o que não afetaria o planejamento, a programação da operação e a operação das demais usinas. Os demais geradores passam a estar submetidos a interferências da prática de *swap*, relacionadas aos impactos no pagamento de perdas da Rede Básica, na política operativa e na formação de preço no setor elétrico brasileiro.
- **Consumidores regulados:** como as usinas hidrelétricas passam a atender cargas associadas a consumidores de energia elétrica nos países vizinhos, há redução da probabilidade de ocorrência de vertimentos turbináveis não alocáveis na carga, pelo aumento da diversificação do mercado (em relação ao atendimento exclusivo a cargas brasileiras), melhorando, do ponto de vista operacional, o aproveitamento dos recursos energéticos brasileiros, o que poderia trazer impactos positivos aos consumidores de energia elétrica no Brasil. Por outro lado, os consumidores passam a estar submetidos às interferências da prática atual de intercâmbio de energia elétrica via *swap*, relacionadas aos impactos no pagamento de perdas da Rede Básica, no eventual deslocamento hidrelétrico, na política operativa e na formação de preço no setor elétrico brasileiro.
- **Consumidores livres:** como as usinas hidrelétricas passam a atender cargas associadas a consumidores de energia elétrica nos países vizinhos, há redução da probabilidade de ocorrência de vertimentos turbináveis não alocáveis na carga, pelo aumento da diversificação do mercado (em relação ao atendimento exclusivo a cargas brasileiras), melhorando, do ponto de vista operacional, o aproveitamento dos recursos energéticos brasileiros, o que poderia trazer impactos positivos aos consumidores de energia elétrica no Brasil. Por outro lado, os consumidores passam a estar submetidos às interferências da prática atual de intercâmbio de energia elétrica via *swap*, relacionadas aos impactos no pagamento de perdas da Rede Básica, no eventual deslocamento hidrelétrico, na política operativa e na formação de preço no setor elétrico brasileiro.
- **Comercializadoras:** os agentes comercializadores de energia elétrica não são envolvidos na proposta e, portanto, não viabilizam negócios envolvendo intercâmbios internacionais de energia elétrica com os países vizinhos, limitando sua potencial atuação nestas situações. Por outro lado, os comercializadores passam a estar submetidos às interferências da prática atual de intercâmbio de energia elétrica via *swap*, relacionadas aos impactos no pagamento de perdas da Rede Básica, na política operativa e na formação de preço no setor elétrico brasileiro.
- **Distribuidoras de energia elétrica:** As distribuidoras passam a estar submetidas às interferências da prática atual de intercâmbio de energia elétrica via *swap*, relacionadas às mudanças no pagamento de

perdas da Rede Básica, ao eventual deslocamento hidrelétrico e à política operativa e à formação de preço no setor elétrico brasileiro.

### **Alternativa 3: Estabelecimento de mecanismo comercial**

- **Geradores hidrelétricos:** as usinas hidrelétricas brasileiras passam a atender cargas associadas a consumidores de energia elétrica nos países vizinhos, reduzindo a probabilidade de ocorrência de vertimentos turbináveis não alocáveis na carga, pelo aumento da diversificação do mercado (em relação ao atendimento exclusivo a cargas brasileiras), melhorando, do ponto de vista operacional, o aproveitamento dos recursos energéticos brasileiros. A ação proposta melhora as condições financeiras dos agentes do MRE, permitindo auferimento de renda adicional. Além disso, as usinas hidrelétricas também deixam de estar submetidas às interferências da prática atual de intercâmbio de energia elétrica via *swap*, relacionadas aos impactos no pagamento de perdas da Rede Básica, no eventual deslocamento hidrelétrico, na política operativa e na formação de preço no setor elétrico brasileiro. Adicionalmente, o pagamento de encargos de uso dos sistemas de transmissão utilizados na exportação de energia elétrica pelo Brasil, incluindo a conexão internacional de energia elétrica e a Rede Básica, faz com que seja percebida redução do pagamento das infraestruturas de transmissão pelos geradores hidrelétricos.
- **Demais geradores:** a eventual geração adicional de energia elétrica destinada a exportação, considerada nessa AIR, seria transmissível e proveniente de excedentes energéticos, o que não afetaria o planejamento, a programação da operação e a operação das demais usinas. Os demais geradores deixam de estar submetidos a interferências da prática de *swap*, relacionadas aos impactos no pagamento de perdas da Rede Básica, na política operativa e na formação de preço no setor elétrico brasileiro. Adicionalmente, o pagamento de encargos de uso dos sistemas de transmissão utilizados na exportação de energia elétrica pelo Brasil, incluindo a conexão internacional de energia elétrica e a Rede Básica, faz com que seja percebida redução do pagamento das infraestruturas de transmissão pelos demais geradores.
- **Consumidores regulados:** como as usinas hidrelétricas passam a atender cargas associadas a consumidores de energia elétrica nos países vizinhos, há redução da probabilidade de ocorrência de vertimentos turbináveis não alocáveis na carga, pelo aumento da diversificação do mercado (em relação ao atendimento exclusivo a cargas brasileiras), melhorando, do ponto de vista operacional, o aproveitamento dos recursos energéticos brasileiros, o que poderia trazer impactos positivos aos consumidores de energia elétrica no Brasil. A ação proposta melhora as condições financeiras dos agentes do MRE, destinando à modicidade tarifária recursos associados à receita adicional percebida com o processo de exportação pelos contratos do regime de cotas e de Itaipu. Os consumidores deixam de estar submetidos às interferências da prática atual de intercâmbio de energia elétrica via *swap*, relacionadas aos impactos no pagamento de perdas da Rede Básica, no eventual deslocamento hidrelétrico, na política operativa e na formação de preço no setor elétrico brasileiro. Adicionalmente, o pagamento de encargos de uso dos sistemas de transmissão utilizados na exportação de energia elétrica pelo Brasil, incluindo a conexão internacional de energia elétrica e a Rede Básica, faz com que seja percebida redução do pagamento das infraestruturas de transmissão pelos consumidores.
- **Consumidores livres:** como as usinas hidrelétricas passam a atender cargas associadas a consumidores de energia elétrica nos países vizinhos, há redução da probabilidade de ocorrência de vertimentos turbináveis não alocáveis na carga, pelo aumento da diversificação do mercado (em relação ao atendimento exclusivo a cargas brasileiras), melhorando, do ponto de vista operacional, o aproveitamento dos recursos energéticos brasileiros, o que poderia trazer impactos positivos aos consumidores de energia elétrica no Brasil. Os consumidores deixam de estar submetidos às interferências da prática atual de intercâmbio de energia elétrica via *swap*, relacionadas aos impactos no pagamento de perdas da Rede Básica, no eventual deslocamento hidrelétrico, na política operativa e na formação de preço no setor elétrico brasileiro. Adicionalmente, o pagamento de encargos de uso dos sistemas de transmissão utilizados na exportação de energia elétrica pelo Brasil, incluindo a conexão internacional de energia elétrica e a Rede Básica, faz com que seja percebida redução do pagamento das infraestruturas de transmissão pelos consumidores.
- **Comercializadoras:** os agentes comercializadores de energia elétrica passam a viabilizar negócios envolvendo intercâmbios internacionais de energia elétrica com os países vizinhos, auferindo receita com o processo. Além disso, os comercializadores deixam de estar submetidos às interferências da prática atual de intercâmbio de energia elétrica via *swap*, relacionadas aos impactos no pagamento de perdas da Rede Básica, na política operativa e na formação de preço no setor elétrico brasileiro.

- **Distribuidoras de energia elétrica:** As distribuidoras deixam de estar submetidas às interferências da prática atual de intercâmbio de energia elétrica via *swap*, relacionadas às mudanças no pagamento de perdas da Rede Básica, ao eventual deslocamento hidrelétrico e à política operativa e à formação de preço no setor elétrico brasileiro.

## Comparação das Alternativas

3.38. As alternativas de enfrentamento do problema regulatório foram avaliadas segundo análise multicritério, com base nos critérios apresentados na Figura 6.



Figura 6 – Esquemático da avaliação multicritério das alternativas.

3.39. Cabe destacar que os critérios de avaliação foram mapeados, para cada alternativa de enfrentamento do problema regulatório, tomando por base os Princípios para Atuação Governamental no Setor Elétrico, estabelecidos pelo MME por meio da Consulta Pública nº 32/2017, elencados a seguir:

- I - Respeito aos Direitos de Propriedade, Respeito a Contratos e Intervenção Mínima;
- II - Meritocracia, Economicidade, Inovação e Eficiência (Produtiva e Alocativa, do Curto ao Longo Prazo) e Responsabilidade Socioambiental;
- III - Transparência e Participação da Sociedade nos Atos Praticados;
- IV - Isonomia;
- V - Priorização de Soluções de Mercado frente a Modelos Decisórios Centralizados;
- VI - Adaptabilidade e Flexibilidade;
- VII - Coerência;
- VIII - Simplicidade;
- IX - Previsibilidade e Conformidade dos Atos Praticados;
- X - Definição Clara de Competências e Respeito ao Papel das Instituições.

3.40. Dessa forma, os critérios mapeados têm três abordagens principais: (i) governança; (ii) alocação de custos e riscos; e (iii) econômica.

3.41. A abordagem de governança está relacionada à pertinência de competências dos atores envolvidos, interesses e incentivos para viabilização de cada alternativa, priorizando soluções de mercado frente a modelos decisórios centralizados e fortalecendo o respeito ao papel das instituições setoriais. Assim, foi feito desdobramento dessa abordagem em três recortes de critérios: agentes setoriais; ONS e CCEE.

3.42. A abordagem de alocação de custos e riscos se relaciona à pertinência da assunção dos custos e riscos envolvidos na implementação de cada alternativa em relação aos segmentos do setor elétrico e aos países envolvidos na transação de exportação de energia elétrica pelo Brasil, priorizando o respeito a contratos, a isonomia e a coerência. Nesse sentido, o desdobramento dessa abordagem foi realizado em dois recortes de critérios: países e agentes setoriais.

3.43. Por fim, a abordagem econômica está relacionada à obtenção de receitas financeiras ou vantagens do ponto de vista da operação do SIN, derivadas do processo de exportação de energia elétrica pelo Brasil, priorizando a meritocracia e a eficiência. Assim, foi feito desdobramento dessa abordagem em três recortes de critérios envolvendo os

principais segmentos do setor elétrico brasileiro afetados pelas alternativas propostas: geradores hidrelétricos, consumidores e comercializadores de energia elétrica.

3.44. As alternativas de enfrentamento do problema regulatório foram comparadas, duas a duas, considerando os diferentes critérios de avaliação e tomando por base as seguintes métricas qualitativas:

- É absolutamente melhor do que;
- É moderadamente melhor do que;
- É equivalente a;
- É moderadamente pior que; e
- É absolutamente pior que.

3.45. A seguir, é apresentado, sinteticamente, os principais elementos considerados na análise das alternativas para cada critério de avaliação.

3.46. Como mencionado anteriormente, as perguntas relacionadas à abordagem de governança se referem à pertinência de competências dos atores envolvidos, interesses e incentivos para viabilização de cada alternativa, priorizando soluções de mercado frente a modelos decisórios centralizados e fortalecendo o respeito ao papel das instituições setoriais. A seguir são apresentadas a Figura 7, relativa ao critério "agentes setoriais", a Figura 8, relativa ao critério "ONS", e a Figura 9, relativa ao critério "CCEE".

<b>Pergunta 1. Qual a melhor alternativa regulatória, considerando a abordagem de governança, no critério "agentes setoriais"?</b>						
	é absolutamente melhor do que	é moderadamente melhor do que	é equivalente a	é moderadamente pior do que	é absolutamente pior do que	
Prática de swap			<del>XXXX</del>			Restrição à exportação
Estabelecimento de mecanismo comercial	<del>XXXX</del>					Prática de swap
Estabelecimento de mecanismo comercial	<del>XXXX</del>					Restrição à exportação

Figura 7. Avaliação da abordagem de governança, critério "agentes setoriais".

3.47. Como apresentado na Figura 7, na abordagem de governança, a alternativa "restrição à exportação" é equivalente à alternativa "prática de swap" para o critério "agentes setoriais", uma vez que, em ambas as alternativas, os agentes setoriais são passivos, sem capacidade de reação no processo, em desalinhamento ao princípio de priorização de soluções de mercado frente a modelos decisórios centralizados. Por outro lado, os agentes setoriais assumem protagonismo na operacionalização da alternativa "estabelecimento de mecanismo comercial", pelo que esta alternativa é absolutamente melhor do que as demais nesse quesito.

<b>Pergunta 2. Qual a melhor alternativa regulatória, considerando a abordagem de governança, no critério "ONS"?</b>						
	é absolutamente melhor do que	é moderadamente melhor do que	é equivalente a	é moderadamente pior do que	é absolutamente pior do que	
Prática de swap				<del>XXXX</del>		Restrição à exportação
Estabelecimento de mecanismo comercial	<del>XXXX</del>					Prática de swap
Estabelecimento de mecanismo comercial	<del>XXXX</del>					Restrição à exportação

Figura 8. Avaliação da abordagem de governança, critério "ONS".

3.48. Como apresentado na Figura 8, a alternativa "prática de swap" é moderadamente pior do que a alternativa "restrição à exportação" na abordagem de governança para o critério "ONS". Enquanto que a alternativa "restrição à exportação" limita o papel de otimização do sistema elétrico atribuído ao ONS, a alternativa "prática de swap" faz com que o Operador desempenhe funções de negociação binacional para as quais não há competência constituída. Por outro lado, o ONS passa a cumprir atividades diretamente relacionadas à sua competência na operacionalização da alternativa "estabelecimento de mecanismo comercial", pelo que esta alternativa é absolutamente melhor do que as demais nesse quesito.

**Pergunta 3. Qual a melhor alternativa regulatória, considerando a abordagem de governança, no critério "CCEE"?**

	é absolutamente melhor do que	é moderadamente melhor do que	é equivalente a	é moderadamente pior do que	é absolutamente pior do que	
Prática de swap			<del>                    </del>			Restrição à exportação
Estabelecimento de mecanismo comercial	<del>                    </del>					Prática de swap
Estabelecimento de mecanismo comercial	<del>                    </del>					Restrição à exportação

Figura 9. Avaliação da abordagem de governança, critério "CCEE".

3.49. Como apresentado na Figura 9, a alternativa "prática de swap" é equivalente à alternativa "restrição à exportação" na abordagem de governança para o critério "CCEE", uma vez que, em ambas as alternativas, a Câmara é passiva no processo. Por outro lado, a CCEE passa a cumprir papel ativo e diretamente relacionado à sua competência na operacionalização da alternativa "estabelecimento de mecanismo comercial", pelo que esta alternativa é absolutamente melhor do que as demais nesse quesito.

3.50. A seguir são apresentadas, no âmbito da abordagem de alocação de custos e riscos, a Figura 10, relativa ao critério "Países" e a Figura 11, relativa ao critério "agentes setoriais". Como mencionado anteriormente, as perguntas relacionadas à essa abordagem se referem à pertinência da assunção dos custos e riscos envolvidos na implementação de cada alternativa em relação aos segmentos do setor elétrico e aos países envolvidos na transação de exportação de energia elétrica pelo Brasil, priorizando o respeito a contratos, a isonomia e a coerência.

**Pergunta 4. Qual a melhor alternativa regulatória, considerando a abordagem de alocação de custos e riscos, no critério "Países"?**

	é absolutamente melhor do que	é moderadamente melhor do que	é equivalente a	é moderadamente pior do que	é absolutamente pior do que	
Prática de swap					<del>                    </del>	Restrição à exportação
Estabelecimento de mecanismo comercial	<del>                    </del>					Prática de swap
Estabelecimento de mecanismo comercial	<del>                    </del>					Restrição à exportação

Figura 10. Avaliação da abordagem de alocação de custos e riscos, critério "Países".

3.51. Como apresentado na Figura 10, a alternativa "prática de swap" é absolutamente pior do que a alternativa "restrição à exportação" na abordagem de alocação de custos e riscos para o critério "Países", uma vez que, na primeira alternativa, os Países assumem compromissos gravosos para os quais não existem instrumentos jurídicos que suportem, como tratados internacionais. Por outro lado, a alternativa "estabelecimento de mecanismo comercial" prevê semelhança de tratamento da energia elétrica como uma *commodity*, diretamente negociada por agentes setoriais interessados, em livre iniciativa, pelo que esta alternativa é absolutamente melhor do que as demais nesse quesito.

**Pergunta 5. Qual a melhor alternativa regulatória, considerando a abordagem de alocação de custos e riscos, no critério "Agentes Setoriais"?**

	é absolutamente melhor do que	é moderadamente melhor do que	é equivalente a	é moderadamente pior do que	é absolutamente pior do que	
Prática de swap				<del>                    </del>		Restrição à exportação
Estabelecimento de mecanismo comercial	<del>                    </del>					Prática de swap
Estabelecimento de mecanismo comercial	<del>                    </del>					Restrição à exportação

Figura 11. Avaliação da abordagem de alocação de custos e riscos, critério "agentes setoriais".

3.52. Como apresentado na Figura 11, a alternativa "prática de swap" é moderadamente pior do que a alternativa "restrição à exportação" na abordagem de alocação de custos e riscos para o critério "agentes setoriais". Com a prática de swap, na exportação de energia elétrica, geralmente associada a baixos valores de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), devido à existência de excedentes energéticos, ocorre aumento da contabilização de perdas da

Rede Básica do SIN, devido ao fato de que há um aumento da geração (incluindo a parcela destinada à exportação), sem que a exportação provoque aumento de carga do Sistema. O pagamento pelas perdas contabilizadas é assumido pelos agentes de geração e de consumo do mercado de energia elétrica, conforme regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Além disso, nesse momento, há um aumento da geração hidrelétrica. Por outro lado, na importação de energia elétrica pelo Brasil, em momento de interesse da parte exportadora e havendo possibilidade de alocação na carga brasileira, geralmente associado a valores de PLD mais elevados do que no momento da exportação de excedentes pelo Brasil, há redução das perdas da Rede Básica do SIN e redução da geração hidrelétrica. Assim, os agentes setoriais brasileiros ficam sujeitos a interferências externas derivadas da gestão centralizada do processo de intercâmbio internacional de energia elétrica da prática de swap, distorcendo a adequada alocação de custos e riscos. Mesmo que a prática envolva, eventualmente, benefícios a determinados segmentos do setor elétrico, outros setores podem ser prejudicados na operacionalização centralizada de uma modalidade que poderia ter seus custos e riscos restritos se se submetessem à lógica comercial, usualmente empregada no mercado financeiro e nos contratos de comercialização de energia elétrica. Por sua vez, a restrição à exportação de excedentes limita os benefícios derivados da utilização de excedentes hidrelétricos aos agentes setoriais brasileiros, mas não distorce a atual alocação de custos e riscos.

3.53. Considerando as distorções e limitações na alocação de custos e riscos do processo de exportação de energia elétrica proveniente de excedentes hidrelétricos nos agentes setoriais com as alternativas "prática de swap" e "restrição à exportação", respectivamente, a alternativa "estabelecimento de mecanismo comercial" mostra-se absolutamente melhor que as demais nesse quesito, por prever semelhança de tratamento da energia elétrica como uma *commodity*, diretamente negociada por agentes setoriais interessados, em livre iniciativa.

3.54. Por fim, são apresentadas a seguir, no âmbito da abordagem do critério econômico, as Figuras 12, 13 e 14, que evidenciam o endereçamento das diferentes alternativas segundo os cortes adotados, contemplando, respectivamente, "geradores hidrelétricos", "consumidores" e "comercializadores".

<b>Pergunta 6. Qual a melhor alternativa regulatória, considerando a abordagem econômica, no critério "Geradores Hidrelétricos"?</b>						
	é absolutamente melhor do que	é moderadamente melhor do que	é equivalente a	é moderadamente pior do que	é absolutamente pior do que	
<b>Prática de swap</b>			<del>X</del>			<b>Restrição à exportação</b>
<b>Estabelecimento de mecanismo comercial</b>	<del>X</del>					<b>Prática de swap</b>
<b>Estabelecimento de mecanismo comercial</b>	<del>X</del>					<b>Restrição à exportação</b>

Figura 12. Avaliação da abordagem econômica, critério "geradores hidrelétricos".

3.55. Como apresentado na Figura 12, a alternativa "prática de swap" é equivalente à "restrição à exportação" do ponto de vista da abordagem econômica para o critério "geradores hidrelétricos". Isso porque, enquanto na primeira alternativa o excedente hidrelétrico é gerado com destinação à exportação e a geração hidrelétrica é restringida quando da devolução dessa energia elétrica, fazendo com que os geradores hidrelétricos fiquem submetidos, de forma passiva e sem gestão, a interferências imprevisíveis sob a ótica comercial, podendo, inclusive ter resultado financeiro negativo considerando o processo como um todo, na segunda alternativa não é feita exploração dos excedentes hidrelétricos, que assumem forma de vertimento turbinável por insuficiência de carga no Brasil. Por outro lado, a alternativa "estabelecimento de mecanismo comercial" é absolutamente melhor do que as demais alternativas nesse quesito, por permitir aos geradores hidrelétricos auferirem receita adicional derivada do processo de exportação de energia elétrica proveniente de excedentes energéticos que seriam vertidos na ausência de exportação.

<b>Pergunta 7. Qual a melhor alternativa regulatória, considerando a abordagem econômica, no critério "Consumidores"?</b>						
	é absolutamente melhor do que	é moderadamente melhor do que	é equivalente a	é moderadamente pior do que	é absolutamente pior do que	
<b>Prática de swap</b>		<del>X</del>				<b>Restrição à exportação</b>
<b>Estabelecimento de mecanismo comercial</b>		<del>X</del>				<b>Prática de swap</b>
<b>Estabelecimento de mecanismo comercial</b>		<del>X</del>				<b>Restrição à exportação</b>



Figura 13. Avaliação da abordagem econômica, critério "consumidores".

3.56. Como apresentado na Figura 13, a alternativa "prática de swap" é moderadamente melhor do que a alternativa "restrição à exportação" do ponto de vista da abordagem econômica para o critério "consumidores", uma vez que, com a realização da exportação, é esperada uma redução do custo de operação do SIN, pelo aproveitamento de excedentes energéticos que, na devolução dessa energia elétrica, produzem maior armazenamento nos reservatórios das usinas hidrelétricas no Brasil. Sobre esse ponto, é importante ressaltar o risco da não devolução da energia, tendo em vista a ausência de instrumentos jurídicos que deem o *enforcement* necessário, o que oneraria o consumidor brasileiro. Além disso, considerando as repercussões em termos da contabilização das perdas da Rede Básica do SIN, como mencionado anteriormente, os consumidores ficam sujeitos, na alternativa "prática de swap", a interferências imprevisíveis sob a ótica comercial de forma passiva e sem gestão, ainda que o resultado financeiro tenda a ser positivo, uma vez que a redução das perdas (devolução da energia elétrica) tende a ocorrer em momentos de valores de PLD mais elevados do que nos momentos de aumento das perdas (exportação da energia elétrica com PLD mais baixos).

3.57. Por sua vez, a alternativa "estabelecimento de mecanismo comercial" é moderadamente melhor do que as demais alternativas nesse quesito, por permitir melhor ambiente de negócios no setor elétrico brasileiro, com incentivos mais adequados e sustentáveis, que tendem a se reverter em benefícios aos consumidores de energia elétrica. Além disso, os consumidores regulados tendem a se beneficiar da receita financeira proveniente da exportação comercial de energia elétrica em relação aos contratos de geração hidrelétrica cujo risco hidrológico esteja alocado a esses consumidores.

<b>Pergunta 8. Qual a melhor alternativa regulatória, considerando a abordagem econômica, no critério "Comercializadores"?</b>						
	é absolutamente melhor do que	é moderadamente melhor do que	é equivalente a	é moderadamente pior do que	é absolutamente pior do que	
Prática de swap			X			Restrição à exportação
Estabelecimento de mecanismo comercial	X					Prática de swap
Estabelecimento de mecanismo comercial	X					Restrição à exportação

Figura 14. Avaliação da abordagem econômica, critério "comercializadores".

3.58. Como apresentado na Figura 14, a alternativa "prática de swap" é equivalente à "restrição à exportação" do ponto de vista da abordagem econômica para o critério "comercializadores", uma vez que esse segmento não é envolvido na operacionalização dessas modalidades. Por outro lado, na alternativa "estabelecimento de mecanismo comercial", os comercializadores de energia elétrica assumem papel relevante de captura do custo de oportunidade da exportação e de liquidez para essa proposta, em benefício à receita financeira obtida com esse processo, pelo que essa alternativa é absolutamente melhor do que as demais nesse quesito.

3.59. A seguir, as Figuras 15 a 22 ilustram graficamente os resultados das análises multicritério para cada uma das abordagens e critérios mapeados.

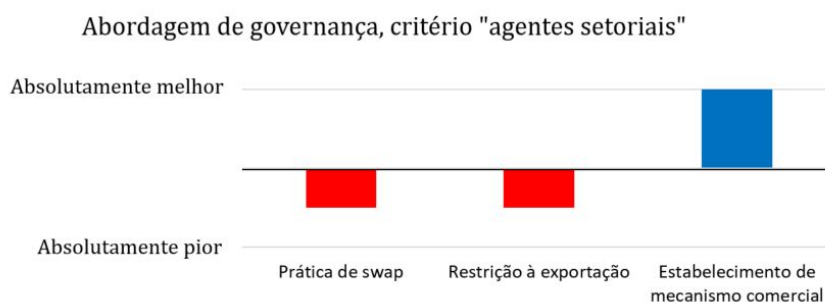


Figura 15. Avaliação da abordagem de governança, critério "agentes setoriais".

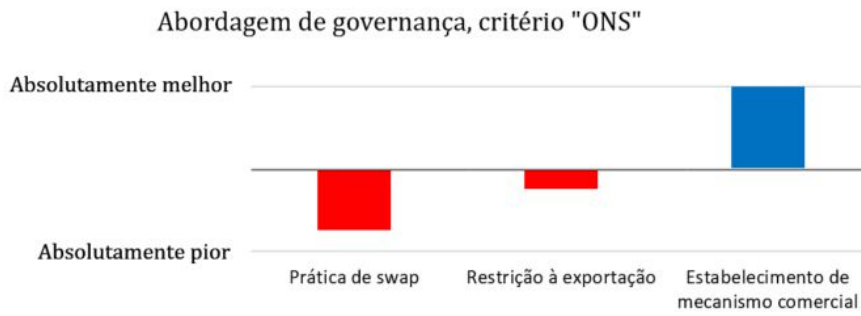


Figura 16. Avaliação da abordagem de governança, critério "ONS".



Figura 17. Avaliação da abordagem de governança, critério "CCEE".



Figura 18. Avaliação da abordagem de alocação de custos e riscos, critério "Países".

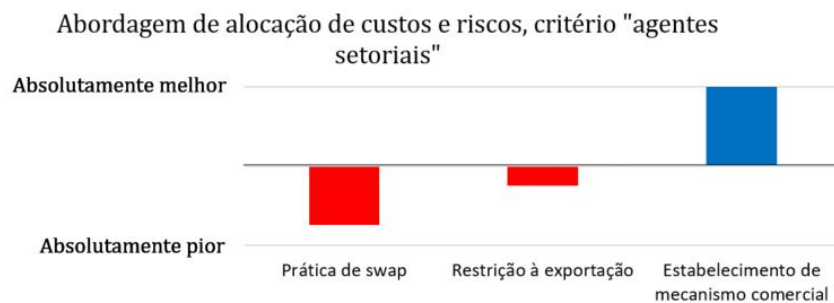


Figura 19. Avaliação da abordagem de alocação de custos e riscos, critério "agentes setoriais".

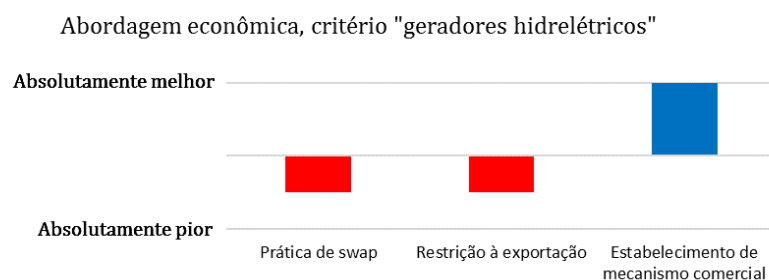


Figura 20. Avaliação da abordagem econômica, critério "geradores hidrelétricos".



Figura 21. Avaliação da abordagem econômica, critério "consumidores".

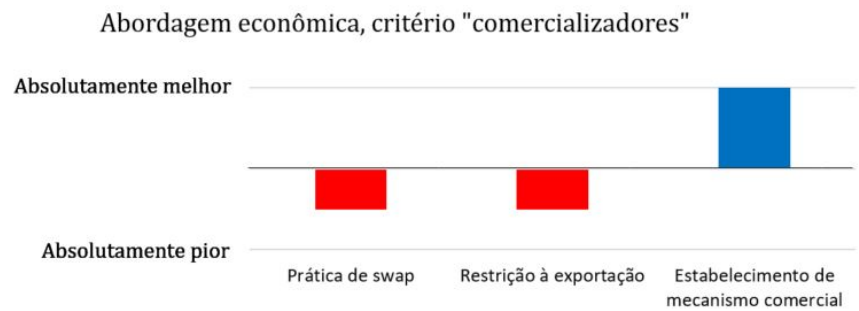


Figura 22. Avaliação da abordagem econômica, critério "comercializadores".

3.60. Por fim, a Figura 23 apresenta a avaliação global da análise multicritério das alternativas regulatórias.

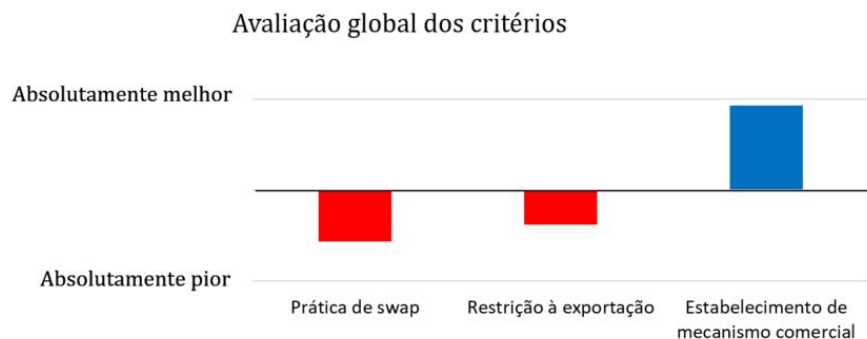


Figura 23. Avaliação global da análise multicritério das alternativas regulatórias.

3.61. Diante do exposto na Figura 23, considerando os critérios de avaliação, fica evidente o seguinte *ranking* das melhores alternativas para enfrentamento do problema regulatório:

1. Estabelecimento de mecanismo comercial;
2. Restrição à exportação;
3. Prática de swap.

### Riscos e Propostas de Mitigação

3.62. Considerando que o estabelecimento de mecanismo comercial é a melhor alternativa para enfrentamento do problema regulatório, a seguir são elencados os principais riscos envolvendo a operacionalização e a efetividade da proposta, bem como as propostas de mitigação.

- I - Insuficiência da captura do custo de oportunidade pelo MRE, devido à falta de competição entre agentes comercializadores interessados e habilitados pelas partes importadora e exportadora a realizar o intercâmbio internacional de energia elétrica. Nessa situação, o excedente financeiro

produzido pode ser capturado, com maior ênfase, pela parte importadora ou pelos agentes comercializadores. Para mitigar esse risco, a proposta prevê o estabelecimento de preço mínimo de valoração da energia elétrica exportada a ser pago ao MRE. Além disso, as instituições, no âmbito de suas competências e ritos próprios, buscarão os aperfeiçoamentos necessários para mitigação desse risco, o que pode envolver, por parte do MME, diálogos bilaterais com as partes importadoras buscando tratamento isonômico e recíproco na integração eletroenergética regional;

II - Perda da atratividade percebida pelas partes importadoras devido à maximização do preço de exportação da energia elétrica. A majoração do preço de valoração da energia elétrica exportada a ser pago ao MRE e o desenho do estabelecimento do preço mínimo da operação podem levar à redução na competitividade do processo, bem como na perda de interesse das partes importadoras em realizar o intercâmbio. Para mitigar esse risco, as diretrizes para o processo competitivo, incluindo o preço mínimo, requisitos de habilitação e garantia financeira serão estabelecidas em regras, procedimentos de comercialização e procedimentos operativos específicos, podendo ser alterados, se necessário, e garantida a devida transparência no processo, com maior facilidade em relação à portaria de diretrizes;

III - Falta de interesse das partes importadoras em realizar, ordinariamente, importação de energia elétrica do Brasil, devido a questões afetas aos normativos e práticas internas a cada país. Esse risco pode ser mitigado pelo estabelecimento de diálogos bilaterais com as partes importadoras buscando tratamento isonômico e recíproco na integração eletroenergética regional;

IV - Perda de atratividade percebida pelos comercializadores de energia elétrica participantes do processo competitivo devido aos riscos alocados. Para mitigar esse risco, em que pese a proposta de portaria prever requisitos de habilitação, garantias e sanções, todos serão estabelecidas em regras, procedimentos de comercialização e procedimentos operativos específicos do processo competitivo, podendo ser alterados, se necessário, com maior facilidade em relação à portaria de diretrizes.

V - Dificuldade na identificação do vertimento hidrelétrico turbinável, envolvendo as etapas de planejamento, programação, operação e pós-operação. Esse risco pode ser mitigado pelo ONS, que irá dar tratamento junto aos agentes hidrelétricos, conforme diretrizes apresentadas pelo ato proposto (art. 5, § 3º da proposta anexa).

## **Monitoramento e Fiscalização**

3.63. O MME, a ANEEL, o ONS e a CCEE realizarão o monitoramento e a fiscalização da operacionalização da proposta de regulamentação, no âmbito das competências e ritos próprios a cada instituição.

## **Participação Pública**

3.64. A Consulta Pública nº 96/2020 submeteu para apreciação e contribuições proposta de portaria de "diretrizes para exportação de energia elétrica proveniente de vertimento turbinável de usinas hidrelétricas", no período de 29 de julho de 2020 a 28 de agosto de 2020. Essa proposta trata da alternativa regulatória 3 apresentada nesta Nota Técnica, relativa ao estabelecimento de mecanismo comercial para exportação de energia elétrica interruptível sem devolução, destinada à República Argentina e à República Oriental do Uruguai, proveniente de excedente de geração de energia elétrica de usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente pelo ONS, disponíveis para atendimento ao SIN, cuja geração seja transmissível e não alocável na carga brasileira.

3.65. As discussões sobre o tema foram iniciadas anteriormente à publicação do Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020, e sua prioridade de desenvolvimento foi comprometida nesse íterim pela limitação de recursos humanos para fazer frente ao enfrentamento da conjuntura hidroenergética desfavorável pela qual passou o SIN nos últimos anos. Assim, com a retomada dos trabalhos, esta Nota Técnica busca consolidar as diretrizes apresentadas na Consulta Pública, considerando as 17 contribuições então recebidas.

## **Vigência**

3.66. Propõe-se que a Portaria tenha vigência, inicialmente, do período de 1º de outubro de 2022 a 31 de dezembro de 2026, de modo a proporcionar efeitos desde o curto prazo e capturar eventuais oportunidades de aperfeiçoamento regulatório nesse período.

## **4. CONCLUSÃO**

4.1. A Análise de Impacto Regulatório (AIR) de que trata esta Nota Técnica avaliou alternativas para fazer frente à ausência de normativo que estabeleça diretrizes para exportação de energia elétrica proveniente de excedentes renováveis de origem hidrelétrica.

4.2. Foi utilizada avaliação multicritério, tomando por base os Princípios para Atuação Governamental no Setor Elétrico, estabelecidos pelo MME por meio da Consulta Pública nº 32/2017. Dessa forma, a AIR indicou, como melhor alternativa, dentre as analisadas, o estabelecimento de mecanismo comercial para exportação de energia elétrica interruptível sem devolução, destinada à República Argentina e à República Oriental do Uruguai, proveniente de excedente de geração de energia elétrica de usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente pelo ONS, disponíveis para atendimento ao SIN, cuja geração seja transmissível e não alocável na carga brasileira.

4.3. A ampliação dos recursos energéticos que podem ser utilizados para exportação de energia elétrica vai ao encontro dos Princípios para Atuação Governamental no Setor Elétrico e também dos anseios dos próprios agentes de mercado. Dessa forma, por meio da caracterização comercial, espera-se que os agentes setoriais sejam estimulados a maximizar as oportunidades comerciais relacionadas à exportação de energia elétrica aos países vizinhos, produzindo benefícios econômicos ao mercado brasileiro de energia elétrica, incluindo o consumidor, com adequada governança do processo.

4.4. Diante do exposto, sugere-se o encaminhamento desta Nota Técnica ao Comitê Permanente para Análise de Impacto Regulatório do Ministério de Minas e Energia (CPAIR/MME), juntamente com a Minuta Interna CGDE 0425557, que trata de proposta de Portaria que consolida a melhor alternativa regulatória apontada, de modo a adotar as providências necessárias à sua posterior publicação.

4.5. Por fim, cabe ressaltar que a minuta de Portaria ora proposta foi objeto de discussão com a ANEEL, com a CCEE, com o ONS e com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

## 5. ADERÊNCIA AO PLANO ESTRATÉGICO E À GESTÃO DE RISCOS

5.1. A Análise de Impacto Regulatório (AIR) de que trata esta Nota Informativa se adere ao Plano Estratégico 2020-2023 do MME na dimensão estratégica "Energia Elétrica" e no Objetivo Estratégico "Desenvolvimento Energético".

5.2. Quanto à gestão de risco, há o enquadramento em "Segurança de Suprimento de Energia Elétrica", haja vista a característica do sistema elétrico brasileiro como hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. Dessa maneira, iniciativas relacionadas aos intercâmbios internacionais de energia elétrica devem ser conduzidas em alinhamento às diretrizes setoriais, inclusive sob a ótica da garantia e da segurança do atendimento, e às oportunidades existentes, em prol do fortalecimento da integração energética entre o Brasil e seus países vizinhos, trazendo benefícios ao setor e aos consumidores de energia elétrica.

## 6. ANEXO

6.1. Proposta de Portaria - Minuta Interna CGDE 0425557.

## 7. REFERÊNCIAS

7.1. RIBEIRO, I. S. e BRAGA, B. M. M de A. Intercâmbios Internacionais de Energia Elétrica com o Brasil. A Interface do Direito de Energia. 1ª edição. São Paulo: 2021.



Documento assinado eletronicamente por **Igor Souza Ribeiro, Coordenador(a)-Geral de Monitoramento do Desempenho do Sistema Elétrico**, em 19/08/2022, às 14:10, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Juliana Oliveira do Nascimento, Assistente**, em 19/08/2022, às 14:14, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Andre Luis Gonçalves Oliveira, Assessor(a) Técnico(a)**, em 19/08/2022, às 14:16, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Bianca Maria Matos de Alencar Braga, Coordenador(a)-Geral**, em 19/08/2022, às 14:34, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Guilherme Silva de Godoi, Diretor(a) do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico**, em 19/08/2022, às 14:37, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Fabiana Gazzoni Cepeda, Diretor(a) do Departamento de Gestão do Setor Elétrico**, em 19/08/2022, às 14:46, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Fabício Dairiel de Campos Lacerda, Coordenador(a)-Geral de Gestão da Comercialização de Energia**, em 19/08/2022, às 14:53, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Pedro Henrique de Sousa Santos, Assistente**, em 19/08/2022, às 14:59, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Vanialucia Lins Souto, Assistente**, em 19/08/2022, às 15:01, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [http://www.mme.gov.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **0650010** e o código CRC **9B2E5803**.