



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

NOTA TÉCNICA Nº 13/2019/CGDE/DMSE/SEE

PROCESSO Nº 48370.000632/2019-18

INTERESSADO: SECRETARIA DE ENERGIA ELÉTRICA

1. ASSUNTO

1.1. Diretrizes para exportação de energia elétrica interruptível sem devolução, destinada à República Argentina e à República Oriental do Uruguai, proveniente de vertimento turbinável de usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), disponíveis para atendimento ao Sistema Interligado Nacional (SIN), cuja geração seja transmissível e não alocável na carga do SIN.

2. ANÁLISE

Interconexões Internacionais do Brasil com a República Argentina e com a República Oriental do Uruguai

2.1. As interconexões internacionais entre os sistemas elétricos do Brasil com a República Argentina e com a República Oriental do Uruguai foram concebidas a partir do interesse mútuo de estabelecer interligação elétrica, permitindo realizar intercâmbios de energia elétrica com múltiplos objetivos, tais como aumentar a confiabilidade dos sistemas, reduzir o custo de produção de energia elétrica e aproveitar as diversidades de disponibilidade energética entre os países.

2.2. Os sistemas elétricos do Brasil e da Argentina estão interligados por meio das seguintes interconexões internacionais:

I - Conversoras de Garabi I e II (1.100 MW cada, totalizando 2.200 MW), de propriedade da CIEN (*Companhia de Interconexão Energética*), sendo que o ponto de medição está localizado na SE Santo Ângelo;

II - Conversora de Uruguaiana (50 MW), de propriedade da Eletrosul, sendo que o ponto de medição está localizado na SE Uruguaiana.

2.3. Os sistemas elétricos do Brasil e do Uruguai estão interligados por meio das seguintes interconexões internacionais:

I - Conversora de Rivera (70 MW), de propriedade da UTE (*Administracion Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas*), sendo que o ponto de medição está localizado na SE Livramento 2;

II - Conversora de Melo (500 MW), de propriedade da UTE, sendo que o ponto de medição está localizado na SE Candiota.

Por que estabelecer diretrizes para exportação de energia elétrica?

2.4. O estabelecimento de diretrizes para exportação de energia elétrica visa maximizar o aproveitamento das disponibilidades de recursos energéticos regionais entre diferentes países com os sistemas elétricos interconectados, por meio de princípios norteadores e procedimentos que permitam sua operacionalização.

2.5. No Brasil, a ampliação da diversidade da matriz de produção de energia elétrica, com participação cada vez mais relevante de fontes eólica, solar e de usinas hidrelétricas a fio d'água, tem resultado no conseqüente 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 de energia renovável não controlável; e do aumento das inflexibilidades energéticas associadas à geração hidrelétrica a fio d'água e às restrições operativas hidráulicas de vazão mínima e de taxa de variação.

2.6. Dessa forma, as características do SIN e a insuficiência de carga em determinados horários para fazer frente aos recursos energéticos inflexíveis têm levado a restrições na operação, que, por sua vez, podem levar à ocorrência de excedentes energéticos não alocáveis na carga do SIN, mas transmissíveis para exportação.

2.7. Destaca-se, no bloco das restrições operativas existentes, a que limita o recebimento de energia elétrica do subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) a 55% do total de sua carga, com objetivo de mitigar falhas de comutação simultânea nos elos de corrente contínua de alta tensão (HVDC, do inglês *High Voltage Direct Current*), o chamado *multi-infeed*. Esse recebimento é proveniente dos subsistemas Sul, Norte e Nordeste, além da Usina Hidrelétrica - UHE Itaipu e dos bipolos de corrente contínua do Madeira e Belo Monte, como demonstrado na Figura 1.

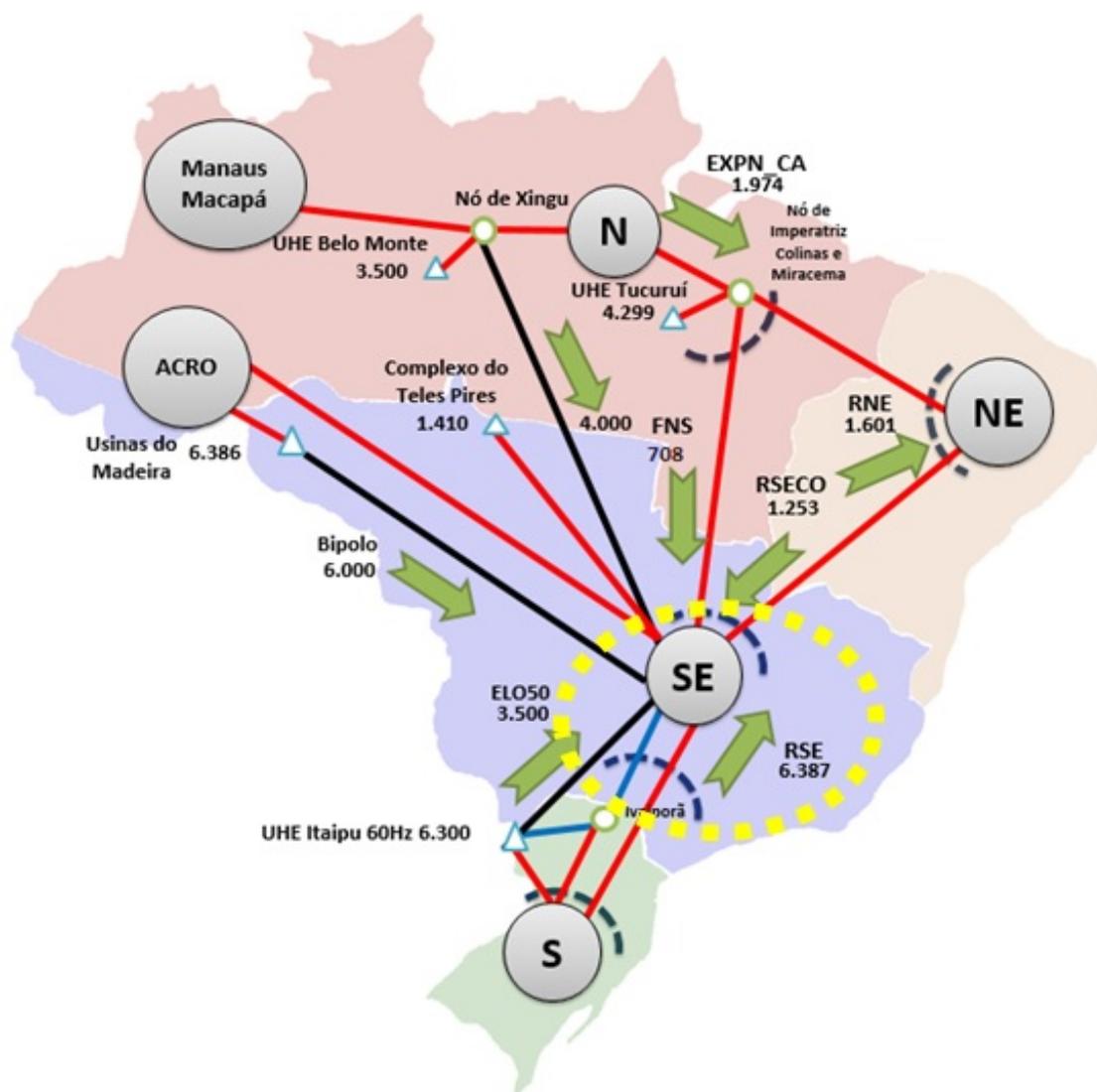


Figura 1 - Limitação da importação total do submercado Sudeste/Centro-Oeste (ImpSE/CO)
- Fonte: ONS.

2.8. Esse tema foi objeto de discussão na 220ª reunião do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), em julho de 2019, sobretudo diante dos efeitos para todo o SIN como, por exemplo, a maior ocorrência de vertimento turbinável e a necessidade de maior geração termelétrica por restrição elétrica.

2.9. Assim, o estabelecimento de diretrizes para exportação de excedentes renováveis pode mitigar os impactos provenientes do *multi-infeed* que, ao aumentar a probabilidade da existência desses excedentes energéticos, provocam um potencial aumento de custo da operação do SIN para manter segura a operação nessa situação. Isso tende a ocorrer da seguinte forma: a exportação de energia elétrica por meio do subsistema Sul, ao reduzir o fluxo desse subsistema para o Sudeste/Centro-Oeste (ou inverter o fluxo, ou ainda, aumentar o fluxo do Sudeste/Centro-Oeste para o Sul), permite ampliar recebimento de energia elétrica do Sudeste/Centro-Oeste a partir de outros subsistemas ou nós de corrente contínua - mantendo atendida a restrição de máximo recebimento pelo subsistema Sudeste/Centro-Oeste - e reduzindo os excedentes energéticos renováveis não alocáveis na carga do SIN.

2.10. No contexto de aumento da probabilidade de excedentes energéticos não alocáveis na carga do SIN, destaca-se também o incremento da geração termelétrica ocorrido por inflexibilidade declarada pelos agentes (INF) e da geração fora da ordem de mérito (GFOM) para fins de indisponibilidade por falta de combustível, conforme dados apresentados na Figura 2. Esses valores declarados

pelos agentes podem levar a um cenário de operação que priorize o despacho de recursos termelétricos em detrimento dos hidrelétricos, aumentando a probabilidade da ocorrência de vertimentos turbináveis.

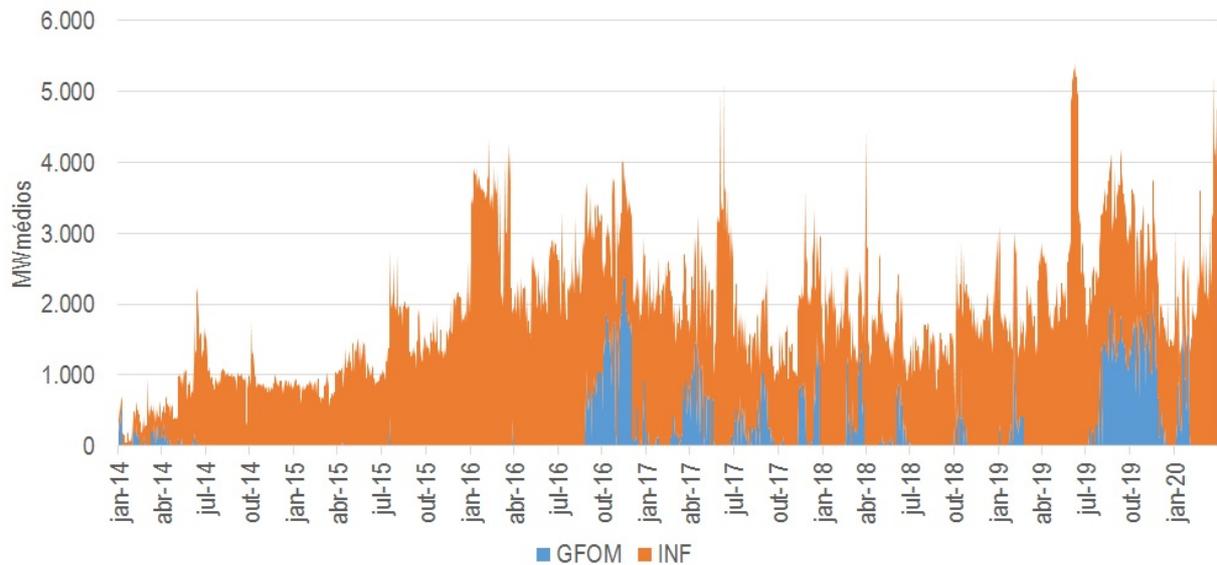


Figura 2 - Geração por inflexibilidade declarada e geração fora da ordem de mérito de custo para fins de indisponibilidade por falta de combustível - Fonte dos dados: IPDO/ONS.

2.11. A Figura 3, por sua vez, apresenta a energia vertida turbinável ao longo dos últimos anos, ficando evidente uma tendência de aumento. Cabe destacar que o cálculo da folga de geração é obtido a partir dos dados de disponibilidade, sendo, portanto, um valor estimado. Além disso, a informação apresentada não discrimina o montante associado à energia vertida turbinável que seria transmissível.

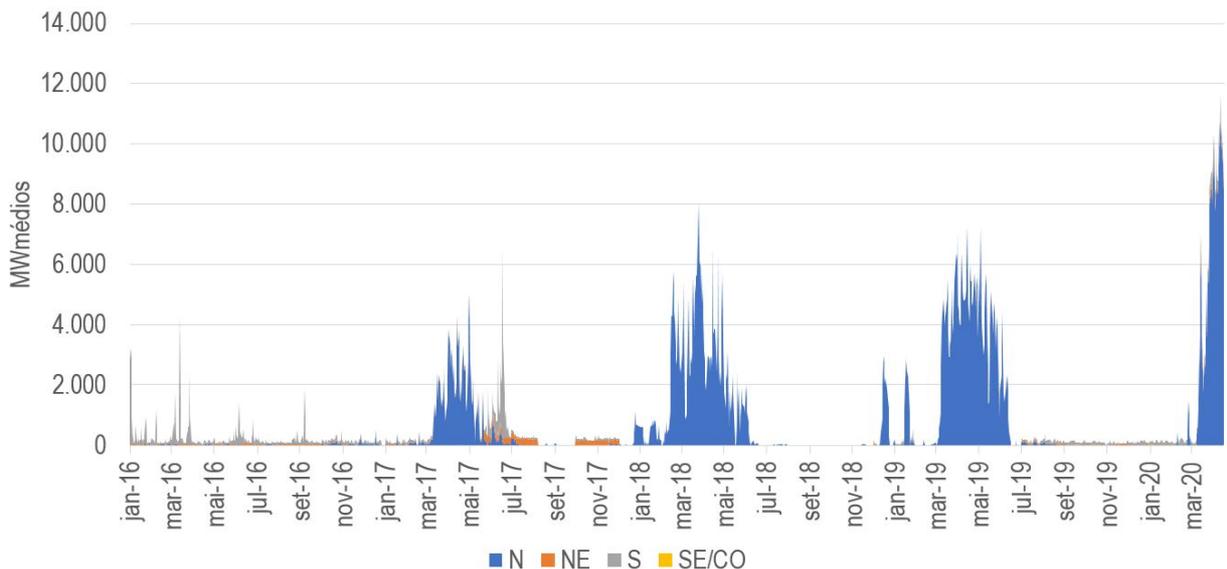


Figura 3 - Energia vertida turbinável - Fonte dos dados: ONS.

2.12. Por fim, é importante mencionar que já houve exportação de energia elétrica proveniente do que teria sido vertimento turbinável, não alocável na carga do SIN, advindas da geração das usinas hidrelétricas da região Norte, a título de energia de oportunidade, com posterior devolução associada (*swap*), ou seja, troca de energia entre os dois países em caráter não comercial. Essa modalidade foi praticada de forma limitada, conforme exemplos destacados a seguir:

- Em fevereiro/2011: exportação de 1.670 MWh para o Uruguai, produzindo saldo a favor do Brasil de 889 MWh;
- Em junho/2019: exportação de 194.572 MWh para a Argentina,

produzindo saldo a favor do Brasil no mesmo montante;

- Em abril/2020: exportação de 16.635 MWh para o Uruguai, produzindo saldo a favor do Brasil no mesmo montante.

Por que atualizar as diretrizes para exportação de energia elétrica?

2.13. O aprimoramento da política de exportação de energia elétrica busca fazer com que os agentes setoriais sejam estimulados a maximizar as oportunidades comerciais, tendo como arcabouço uma regulação transparente, confiável e previsível, com regras e condições que viabilizem a atratividade e permitam a remuneração por meio de preços de mercado. Dessa forma, por meio da caracterização comercial, espera-se mitigar os impactos da atual prática de *swap* de excedentes energéticos, a título de intercâmbio de oportunidade, que, além de trazer imprevisibilidade ao setor elétrico brasileiro, imputa custos e riscos a agentes que não participam diretamente desse processo.

2.14. Sob a ótica dos países importadores, a realização dos intercâmbios em caráter comercial também representa vantagem, já que não cria obrigação posterior de devolução de energia elétrica cuja disponibilidade e preço no mercado interno são incertos. Nesse sentido, em maio de 2020, o Ministério de Relações Exteriores enviou o Ofício nº 09057.000125/2020-19 (SEI nº 0396015) ao MME, transmitindo comunicação recebida por meio da Embaixada brasileira em Montevideu, sobre o interesse do Uruguai em importar energia elétrica do Brasil em caráter comercial, tendo corroborado o entendimento ora exposto sobre vantagens competitivas em se importar energia em determinadas situações.

2.15. Destaca-se ainda que, em 2019, motivado por proposta desta Secretaria de Energia Elétrica (SEE/MME), o Ministério de Minas e Energia (MME) publicou a Portaria nº 418/2019, visando estabelecer diretrizes para exportação de energia proveniente de usinas termelétricas, na modalidade interruptível, sem devolução. A proposta, que foi avaliada no âmbito técnico, incluindo etapa de Consulta Pública, e também apresentada ao CMSE, representou diversos avanços, dentre os quais o estabelecimento da sistemática de oferta de preços, a possibilidade de redução de custos com encargos e o aprimoramento da governança do processo de exportação de energia elétrica.

2.16. Assim, a ampliação dos recursos energéticos que podem ser utilizados para exportação de energia elétrica vai ao encontro das recomendações do CMSE e também dos anseios dos próprios agentes de mercado, conforme registrado em contribuições recebidas no âmbito da Consulta Pública MME nº 84/2019, permitindo potencializar as oportunidades de negócio e melhor aproveitar as disponibilidades de geração, sem prejuízos à segurança eletroenergética do SIN, além de não majorar os custos do setor elétrico brasileiro.

Qual a ação proposta?

2.17. A ação proposta é estabelecer mecanismo comercial de oferta de preço para a exportação de energia elétrica interruptível sem devolução, destinada à República Argentina e à República Oriental do Uruguai, proveniente de vertimento turbinável de usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente pelo ONS, disponíveis para atendimento ao SIN, cuja geração seja transmissível e não alocável na carga. A ação contempla processo competitivo interno ao Brasil capaz de maximizar o benefício financeiro da comercialização de energia elétrica

proveniente do excedente energético, considerando que a efetividade da transação se dará com preços de exportação inferiores aos preços praticados nos países vizinhos.

2.18. Os principais aspectos estabelecidos pela ação proposta são:

- a) A exportação de energia elétrica poderá ser realizada durante todo o ano, sempre que houver a caracterização de vertimentos turbináveis de usinas hidrelétricas, transmissíveis e não alocáveis na carga do SIN, 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 vertimento turbinável, 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 Preço de Liquidação das Diferenças (PLD);
- d) A exportação de energia elétrica não deverá majorar os custos para nenhum agente do SIN que não esteja envolvido com o processo de exportação;
- e) A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) operacionalizará processo competitivo periódico entre agentes comercializadores, com apresentação de ofertas de montante e preço;
- f) Todos os agentes comercializadores que estejam adimplentes com as obrigações setoriais, mesmo que não tenham sido autorizados pelo MME nos termos da Portaria MME nº 596, de 19 de outubro de 2011, poderão participar do processo competitivo;
- g) Os agentes comercializadores responsáveis pela exportação devem ser autorizados pelo MME e cumprir regulamentação específica sobre a contratação do uso do sistema de transmissão e formas de estabelecimento dos encargos correspondentes;
- h) Os agentes comercializadores responsáveis pela exportação arcarão com as perdas até a conversora que ocorrer a exportação;
- i) O ONS deverá considerar, no processo de exportação, os mesmos critérios operativos para redução ou limitação de geração para atendimento à carga do SIN, definidos em regulamentação específica;
- j) Serão privados os preços estabelecidos nos contratos bilaterais entre agentes comercializadores e partes importadoras;
- k) Não haverá necessidade de lastro contratual para exportação de energia elétrica;
- l) Em caso de restrições de operação para exportação, o ONS deverá priorizar, nessa ordem:
 - I - a geração da usina que esteja associada à segurança elétrica ou a *constrained off* no SIN;
 - II - a geração proveniente de excedentes hidrelétricos, conforme proposta ora apresentada; e
 - III - a ordem da apresentação da solicitação de despacho para exportação de usinas termelétricas não despachadas para atendimento ao SIN, conforme § 5º do art. 4º da Portaria MME nº

418, de 19 de novembro de 2019;

a) As diretrizes de exportação terão validade até 31 de dezembro de 2022.

2.19. Os comercializadores desempenharão um papel fundamental no processo de valoração do excedente hidrelétrico no Brasil: buscar capturar a informação do preço praticado nos países importadores e, com esse limite, por meio do processo competitivo, maximizar a receita aos geradores hidrelétricos brasileiros, auferindo 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.

2.20. 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.

2.21. Atualmente o aproveitamento dos excedentes energéticos de fontes hidrelétricas, caracterizados por vertimentos turbináveis transmissíveis e não alocáveis na carga do SIN, se dá somente a partir de trocas (*swap*) não comerciais de energia entre o Brasil e Argentina ou Uruguai, em caráter de energia de oportunidade.

2.22. A prática de *swap*, quando adotada, visa aproveitar a sinergia sazonal de ofertas energéticas de diferentes países, ou para atender situações emergenciais. Para tanto, e sobretudo para a prática de *swap* não emergencial, é relevante o estabelecimento de atos internacionais que normatizem os procedimentos para cada situação, devendo a energia importada ser compensada com devolução em igual montante, não havendo transação financeira.

2.23. Apesar dessa troca internacional de energia elétrica ser vantajosa para ambos os países sob a ótica energética, uma vez que o país exportador estará alocando uma energia que não seria alocável em seu sistema e o país importador estará obtendo energia que será devolvida posteriormente (quando pode haver condição energética mais favorável em seu sistema), do ponto de vista comercial pode provocar impactos a agentes não relacionados diretamente com a transação. Além disso, com essa modalidade, os geradores hidrelétricos estariam prestando um serviço de mitigação de riscos diverso à sua concepção original, sendo também impactados posteriormente com o deslocamento de sua geração no momento da devolução de energia elétrica pelo País vizinho, sem necessariamente o respectivo rebatimento financeiro, ou seja, pagamento do eventual deslocamento hidrelétrico associado à situação descrita.

2.24. Desta 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 Mecanismo de Realocação de Energia (MRE);
- b) Estabelece mecanismo bilateral de mercado em detrimento de

relações entre países;

c) Introduce 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 comercialização;

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 consumidores brasileiros de energia elétrica;

h) Aprimora a governança institucional da exportação de energia elétrica, desburocratizando o processo;

i) Fortalece as relações governamentais com os países vizinhos;

j) Permite a geração de empregos e de impostos para os entes federativos.

2.25. A Figura 4 ilustra o esquemático da operacionalização da exportação de energia elétrica proveniente de excedentes hidrelétricos, conforme proposta apresentada.

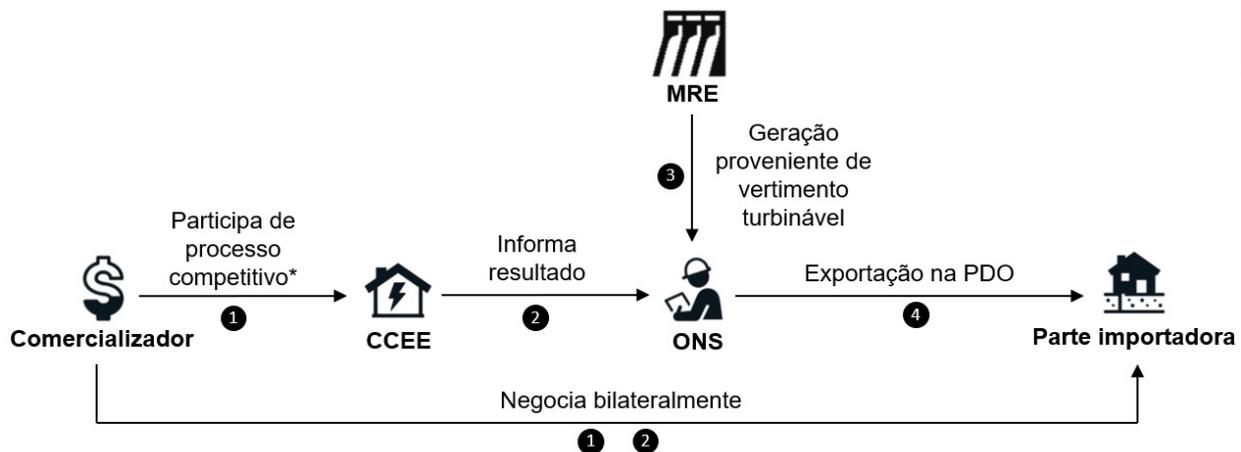


Figura 4 - Esquemático da operacionalização da exportação de energia elétrica proveniente de excedente hidrelétrico.

Em que:

1. Os agentes comercializadores interessados participam de processo competitivo periódico para exportar energia elétrica proveniente de vertimento turbinável, realizado pela CCEE, por meio de ofertas de montante e preço:

a) As diretrizes para este processo competitivo, incluindo o preço mínimo, os requisitos de habilitação e a garantia financeira, serão estabelecidas em regulamentação específica;

b) Poderão participar os comercializadores que estejam adimplentes com as obrigações setoriais, mesmo que não tenham sido autorizados pelo MME nos termos da Portaria MME nº 596/2011, sem haver

necessidade de autorização prévia pelas partes importadoras;

c) Os agentes comercializadores responsáveis pela exportação de energia elétrica devem ser autorizados pelo MME e cumprir regulamentação específica sobre a contratação do uso do sistema de transmissão e formas de estabelecimento dos encargos correspondentes;

d) 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.

2. A CCEE informa ao ONS o resultado do processo competitivo;

3. O ONS considera os mesmos critérios operativos para redução ou limitação de geração para atendimento à carga do SIN, definidos em regulamentação específica, e estima o montante de geração proveniente de vertimento turbinável de usinas hidrelétricas disponível para exportação;

4. O ONS considera as solicitações dos países vizinhos para exportação pelo Brasil, nesta modalidade, no Programa Diário da Operação - PDO, 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.

2.26. A proposta estabelece ainda que a energia elétrica exportada deverá ser destinada integralmente como recurso de geração para exportação, com rateio do recurso financeiro proveniente da exportação entre os titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE.

Quais os atores ou grupos afetados pela ação proposta?

2.27. Abaixo é apresentada síntese dos principais atores afetados pela ação proposta. Ressalta-se que, em relação à atual prática de *swap* de energia elétrica, todos os agentes setoriais brasileiros de geração e de consumo passam a ser beneficiados pela redução das perdas da rede básica, que são majoradas no momento de exportação da energia com devolução. Também são entendidos como ganhos potenciais da proposta a melhor previsibilidade dos preços, a redução da assimetria de informação e a eliminação das incertezas hoje existentes associadas ao momento de devolução da energia elétrica intercambiada, além do fortalecimento das relações comerciais e oportunidades de negócio.

a) Geradores hidrelétricos: impactados positivamente, uma vez que a ação proposta melhora as condições financeiras dos agentes do MRE, permitindo auferimento de renda adicional. Ressalta-se que os resultados serão tão melhores quanto maiores forem as oportunidades de exportação de energia elétrica proveniente de vertimentos turbináveis não alocáveis na carga do SIN e transmissíveis. Com relação à prática atual de *swap* de energia elétrica, os agentes hidrelétricos são beneficiados também pela eliminação de eventual deslocamento hidrelétrico proveniente da devolução dessa energia, normalmente em períodos de preços mais elevados em relação aos verificados no momento da exportação, quando o PLD, em geral, atinge seu valor mínimo (vertimento turbinável não alocável).

b) Demais geradores: impactados positivamente, uma vez que a ação proposta prevê a amortização dos investimentos associados às interconexões internacionais equiparadas à Rede Básica.

c) Consumidores regulados: impactados positivamente, uma vez que a ação proposta prevê (i) a amortização dos investimentos associados às interconexões internacionais equiparadas à Rede Básica; e (ii) a melhoria das condições financeiras dos agentes do MRE, que incluem essa classe de consumidores, na proporção dos riscos hidrológicos assumidos com os contratos de cotas de garantia física, cotas de Itaipu e das usinas com risco hidrológico repactuado.

d) Consumidores livres: impactados positivamente, uma vez que a ação proposta prevê a amortização dos investimentos associados às interconexões internacionais equiparadas à Rede Básica.

e) Comercializadoras: impactadas positivamente, uma vez que a ação proposta amplia as oportunidades de negócio e melhora o desempenho econômico desses agentes.

f) Distribuidoras de energia elétrica: impactadas positivamente, uma vez que a ação proposta prevê destinação de recursos financeiros ao MRE e, portanto, também para a parcela cujo risco hidrológico está alocado no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), melhorando o fluxo de caixa desses agentes.

Qual a base legal que precisará ser alterada pela ação proposta?

2.28. Nenhuma base legal precisará ser alterada pela ação proposta, uma vez que não há regramento vigente sobre o assunto. No entanto, será necessária a publicação de nova Portaria do MME para tratamento do tema.

O que se espera com a ação proposta?

2.29. Com a ação proposta, 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, e permitindo benefício fiscal ao Brasil.

Quais as possíveis alternativas para o enfrentamento do tema?

2.30. Como alternativas para disciplinar a exportação de energia elétrica proveniente de vertimento turbinável de usinas hidrelétricas, podem ser listadas:

a) Restrição à exportação desses excedentes energéticos;

b) Manutenção da prática de *swap* de energia elétrica, podendo ou não envolver tratamento regulatório para imputar custos ao deslocamento hidrelétrico no momento da devolução da energia elétrica;

c) Estabelecimento de margem de lucro de comercializadores autorizados a exportar.

2.31. Com base no princípio da isonomia, deve ser buscada a viabilização da exportação de energia elétrica proveniente das diferentes fontes de geração, considerando suas peculiaridades. Assim, a proposta em tela supera as demais

alternativas por ter mais aderência aos Princípios para Atuação Governamental no Setor Elétrico Brasileiro, estabelecidos por meio da Consulta Pública MME nº 32/2017.

Quais os riscos e formas de acompanhamento da implementação da ação proposta?

2.32. O principal risco associado à ação proposta é referente ao mecanismo competitivo para precificação da energia elétrica proveniente de excedentes hidrelétricos, estando associado à precificação pela energia ao MRE e à efetivação da exportação. Desta forma, o monitoramento dos montantes exportados e dos preços ao MRE são fundamentais para eventuais ajustes nesse processo.

Qual o prazo para início da vigência da ação proposta?

2.33. A ação proposta terá vigência a partir de 9 de janeiro de 2021 até 31 de dezembro de 2022.

3. CONCLUSÃO

3.1. Tendo em vista a proposta ora apresentada de aprimoramento das diretrizes para exportação de energia elétrica proveniente de vertimento turbinável de usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente pelo ONS, disponíveis para atendimento ao Sistema Interligado Nacional, cuja geração seja transmissível e não alocável na carga do SIN, sugere-se realizar Consulta Pública, com o objetivo de colher subsídios acerca de minuta de Portaria Ministerial sobre o tema, consubstanciando o papel do MME como formulador, indutor e supervisor das políticas públicas setoriais na área de energia.

3.2. Respalda-se no Decreto nº 9.675, de 2 de janeiro de 2019, em seu art. 20, que determina competência à SEE/MME de "coordenar as ações de comercialização de energia elétrica no território nacional e nas relações com os países vizinhos", bem como "acompanhar as ações de integração elétrica com os países vizinhos, nos termos dos acordos internacionais firmados".

3.3. A proposta apresentada adotou os Princípios para Atuação Governamental no Setor Elétrico Brasileiro, estabelecidos por meio da Consulta Pública MME nº 32/2017, elencados abaixo.

- I - Respeito aos direitos de propriedade, respeito a contratos e intervenção mínima;
- II - Meritocracia, economicidade e eficiência (produtiva e alocativa, do curto ao longo prazo);
- III - Transparência e participação da sociedade nos atos praticados;
- IV - Isonomia;
- V - Valorização da autonomia dos agentes;
- 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.

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

4. ANEXO

4.1. Minuta de Portaria - Exportação de Energia Elétrica Proveniente de Excedentes Hidrelétricos Destinada à República Argentina e à República Oriental do Uruguai (SEI nº 0323025).

5. REFERÊNCIAS

5.1. MINISTÉRIO DE RELAÇÕES EXTERIORES. Ofício nº 09057.000125/2020-19 (SEI nº 0396015);

5.2. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Acompanhamento Mensal dos Intercâmbios Internacionais - Junho/2019 (SEI nº 0320666);

5.3. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Acompanhamento Mensal dos Intercâmbios Internacionais - Abril/2020 (SEI nº 0410246).



Documento assinado eletronicamente por **Igor Souza Ribeiro, Coordenador(a)-Geral de Monitoramento do Desempenho do Sistema Elétrico**, em 08/07/2020, às 09:02, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Bianca Maria Matos de Alencar Braga, Coordenador(a)-Geral**, em 08/07/2020, às 09:11, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Guilherme Silva de Godoi, Diretor(a) do Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico**, em 08/07/2020, às 12:01, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Fabício Dairiel de Campos Lacerda, Coordenador(a)-Geral de Gestão da Comercialização de Energia**, em 08/07/2020, às 12:21, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Fabiana Gazzoni Cepeda, Diretor(a) do Departamento de Gestão do Setor Elétrico**, em 08/07/2020, às 12:24, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



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, informando o código verificador **0320584** e o código CRC **C2C478A5**.