



Contribuição da Enel Brasil à Consulta Pública MME nº 97/2020

A Enel Brasil (ENEL) enaltece a iniciativa do Ministério de Minas e Energia de abrir a Consulta Pública (CP) nº 97/2020, relativa às diretrizes para exportação de energia elétrica sem devolução destinada a países vizinhos interconectados eletricamente com o Brasil, proveniente de excedentes energéticos transmissíveis de fontes renováveis não-hidrelétricas, sem afetar a segurança eletroenergética do Sistema Interligado Nacional - SIN e mantendo custos e riscos da transação restritos aos envolvidos no processo de exportação.

A ENEL ressalta a importância do fomento a maiores oportunidades de intercâmbios de energia elétrica entre os países, de forma a beneficiar o sistema elétrico, bem como a sociedade brasileira. O comércio internacional de produtos e serviços conduz à melhora na eficiência produtiva, beneficiando o aumento da circulação financeira de capitais entre países, a liquidez dos mercados, e contribuindo assim para a redução dos custos das mercadorias transacionadas e o aumento do bem-estar social.

Na ocasião da Consulta Pública nº 84/2019, a qual resultou na Portaria MME nº 418/2019 estabelecendo diretrizes para exportação de energia elétrica interruptível sem devolução proveniente de usinas termelétricas, a ENEL contribuiu pela possibilidade de exportação de energia aos países vizinhos ser feita por qualquer tipo de fonte:

*“A Enel entende que a proposta da minuta de portaria não deveria limitar a exportação de energia apenas às “Usinas Termoelétricas em operação comercial que não estejam despachadas por ordem de mérito ou por garantia de suprimento energético pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS para atender o Sistema Interligado Nacional – SIN”, por entender que a exportação de energia aos países vizinhos poderia ser feita por **qualquer tipo de fonte**, sem comprometer a segurança e a eficiência do sistema elétrico brasileiro, desde que respeitadas as seguintes limitações:*

- i. O montante da energia exportada pelas usinas corresponda a parcela de garantia física que não esteja atrelada à contratação de longo prazo no Ambiente de Contratação Regulado;*
- ii. A exportação esteja limitada a geração efetivada da usina no período de exportação; e*
- iii. A exportação não represente um ônus ao sistema elétrico brasileiro, devendo dessa forma o comercializador responsável por arcar com todos os custos e riscos atribuídos à essa operação.”*

Ao avaliar a NOTA TÉCNICA Nº 6/2020/CGDE/DMSE/SEE, esta passa por alguns pontos relativos à operacionalização de mecanismos que poderiam ser utilizados para exportação pelas fontes renováveis não-hidrelétricas, tais como processo competitivo centralizado ou negociação individual bilateral, e conclui que em ambos os casos, pela operacionalização destas fontes em tempo real ser complexa, seria difícil propor alguma alternativa neste momento:

“2.25. Desta forma, dificuldades de operacionalização derivadas das características físicas e operacionais das usinas com fontes renováveis não hidrelétricas impossibilitaram, até este momento, a proposição de diretrizes para a exportação de energia elétrica dos excedentes energéticos provenientes dessas usinas.”

A ENEL concorda que há desafios que devem ser considerados na análise destes tipos de fontes mais intermitentes como eólica e solar, mas entende que a previsibilidade deste tipo de geração está cada vez melhor com o desenvolvimento da tecnologia e dos modelos computacionais. Deste modo a ENEL compreende haver soluções de mercado que poderiam ser avaliadas e desenvolvidas, principalmente quando o setor passa por um momento de transição regulatória em que a modernização está sob análise de implementação, e é grande a busca por propostas de mercado para contorno de deficiências atuais.

No processo diário de operação em tempo real, já existe a programação das usinas Tipo II-B e Tipo II-C com a utilização do modelo Dessem na operação do sistema. Desta forma, diariamente os agentes de complexos eólicos e solares avaliados nestas modalidades indicam uma programação de geração, e assim como usinas despachadas diariamente, sofrem corte de geração por restrição operativa em tempo real, sendo esta elétrica ou energética.

Estas usinas, portanto, em algum momento, sofrem perdas de produção por questões atinentes à rede ou à redução de carga, mesmo que tenham insumo para continuarem operando. Em grande parte dos casos a perda de geração, que leva a grandes montas de perdas financeiras a estes agentes, ocorre sem que estes tenham lhe dado causa.

Este é um tema de suma importância para o setor, sobretudo levando em consideração as atuais discussões regulatórias de ressarcimento por *constrained-off* para geração eólica, e iniciativa de discussões para a geração solar, bem como as referentes ao estabelecimento de critérios operativos do sistema.

Desde 2014, as solicitações de *constrained-off* da geração eólica foram reconhecidas pela ANEEL como passíveis de compensação financeira através de encargos, uma vez que tais geradores sofreram reduções, parciais ou completas, da geração de energia para atendimento às solicitações do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro), as quais impactam diretamente os resultados financeiros dos contratos de comercialização de energia dos agentes. Essas ocorrências fogem das responsabilidades e da gestão por parte dos investidores e geradores, este risco não é precificado previamente e não há previsibilidade em relação às restrições de operação para uma eventual construção de uma estratégia de mitigação de risco.



Como é de conhecimento deste MME, o *Constrained Off* de eólicas foi tratado na Audiência Pública nº 34/2019 da Aneel, cujo resultado ainda não foi publicado e homologado. Assim a regulação acerca do tema ainda carece de divulgação e o setor aguarda a sua publicação ainda neste ano, conforme Agenda Regulatória da ANEEL 2020/2021.

Portanto, a ENEL reforça que é de mister importância - e premissa fundamental para as propostas aqui apresentadas, acerca da possibilidade de exportação de excedentes energéticos - a definição de duas discussões regulatórias já iniciadas, quais sejam:

- i. A devida regulamentação do *constrained-off* da fonte eólica e solar que, além de solucionar questões atualmente em aberto quanto ao seu reconhecimento, também promoverá segurança jurídica e regulatória do setor; e
- ii. A transparência e a clareza dos critérios operativos que embasam as decisões do Operador, cuja discussão também foi iniciada pela ANEEL por meio da Consulta Pública nº 45/2019, e pendente de aprofundamento em uma segunda fase.

Por conseguinte, a ENEL sugere avaliação por este Ministério das questões e propostas a seguir.

1) Da necessidade de melhoria no processo de avaliação da exportação

O processo de transação de energia entre países, como já comentado, deveria observar a lógica de mercado tal qual dos demais produtos e serviços: onde haja ganho para o país que compra mais barato do que produziria internamente, e ganhos para aquele que produz e vende, mas já teria seu mercado interno consumidor “saturado”.

Com a possibilidade de exportação por mais fontes, que não apenas as termelétricas, torna-se imperativo que o processo de análise das necessidades dos países importadores, e, portanto, da oferta para exportação, seja previamente avaliado e tenha procedimentos bem estruturados com emissão de relatórios periódicos ao mercado, de forma a que todo o processo ocorra com transparência e eficiência.

Essa questão é de suma importância para o desenvolvimento do mercado energético entre países e para possibilitar o máximo de negociações futuras, quando se espera que os comercializadores tenham mais acesso à todas as fontes e possam compor portfólio para entrega de energia à exportação, possibilitando que as ofertas venham a ser o mais firme possível aos agentes importadores e demandadores dessa energia.

2) Proposta de mecanismo centralizado para fontes não-hidrelétricas

Uma das propostas da ENEL seria um processo centralizado, simplificado, no qual as usinas eólicas e solares enquadradas como Tipo II-B e Tipo II-C, com uma periodicidade diária, declarariam ao ONS na programação operativa os preços aos quais estariam dispostos a não sofrerem restrição operativa energética e continuar gerando para entrega à exportação.



O ONS por si, no processo semanal/diário teria as estimativas de montantes a serem destinados para exportação, e faria esta avaliação na operação do SIN em tempo real: se em algum momento um conjunto de usinas seja forçado a uma restrição operativa energética, estas, por escalonamento de preços (menor para maior) seriam destinadas a continuarem gerando para suprimento da exportação.

Após este momento, as usinas seriam comunicadas diariamente através de relatórios da pós-operação com a indicação do quanto que cada uma gerou para atendimento da carga do SIN, e do quanto que proporcionalmente às suas gerações, foi destinado à exportação.

Os agentes importadores pagariam mensalmente os valores computados para cada uma das usinas eólicas e solares, provenientes deste processo centralizado, nos valores finais calculados diariamente pelas gerações entregues versus preços informados, adicionados das perdas elétricas, diretamente nas contas destas usinas cadastradas na CCEE. A CCEE também necessitaria, portanto, de regras e procedimentos específicos para cômputo e contabilização da energia exportada.

Além deste relatório, é importante que tenha também um relatório demonstrando não apenas os montantes de cada uma destas usinas eólicas e solares participantes deste processo competitivo centralizado, mas também todos os montantes de todas as usinas que operaram para suprimento da exportação (considerando também o mecanismo centralizado da energia vertida turbinável, e também as vendas pelas termelétricas), de forma a tornar o processo como um todo o mais transparente possível. Estes relatórios teriam que trazer o montante proporcional de destinação da geração de cada usina, por fonte, até compor o montante final exportado diário medido na conversora.

3) Proposta de negociação bilateral entre gerador e comercializadora

Uma outra alternativa de negociação, seria a proposta de negociação bilateral. Neste caso, ao invés das usinas declararem seus preços ao ONS na programação mensal, estas apenas declarariam a sua pré-disposição de exportar ao invés de sofrer restrição operativa; e estas por si fechariam bilateralmente contratos com comercializadoras interessadas em ofertar tais montantes para exportação. As comercializadoras por si, estabeleceriam os preços de negócio com os agentes importadores, assim como ocorre já com a exportação pela fonte termelétrica, através da Portaria MME nº 418/2019.

Com isso o que se propõe é que a comercializadora faça o elo entre as partes: (i) as usinas para participar deste processo, seriam obrigadas a procurar um agente comercializador com autorização para exportação, e fechariam um contrato ex-ante, com preço definido de forma bilateral (podendo ser preço fixo, variável, atrelado ao PLD, etc); (ii) periodicamente (semanalmente ou diariamente), as usinas informariam ao ONS seu interesse em participar

desse processo (para a semana seguinte ou dia seguinte); (iii) ao operar e entregar energia à exportação, mensalmente estas usinas teriam seus montantes computados através dos relatórios diários, e faturariam a comercializadora. A comercializadora por si, fecharia também de forma bilateral com o agente importador e o faturaria mensalmente pelos preços definidos bilateralmente.

A maior diferença entre esta proposta e a anterior, é na forma com a qual o ONS escolheria em tempo real aquelas usinas que deixariam de sofrer a restrição e se manteriam operando. Na proposta anterior, pela discriminação dos preços enviadas antecipadamente pelos geradores participantes, o ONS escalonaria as usinas do menor preço para o maior, até fechar o montante para exportação. No entanto, nesta proposta não há envio do preço ao ONS, e assim este não teria em que se basear para efetuar a escolha das usinas. Portanto o que se propõe é que o ONS neste caso estabeleça de forma proporcional e equânime o montante da geração para exportação, correspondente ao montante que as usinas sofreriam de restrição. Lembrando que aquelas usinas que teriam a restrição mas não informaram que participariam do mecanismo, não entrariam no rateio da geração para exportação.

4) Proposta de construção de parque no Brasil para entrega integral/parcial a outro país

O comércio internacional de produtos e serviços busca o maior ganho financeiro pela produção interna de algo, e oferta externa do mesmo. Produzir para exportar reflete benefícios à sociedade com investimento em maquinário para produção local, aumento do PIB-Produto Interno Bruto, aumento de arrecadação de impostos e geração de empregos, dentre outras externalidades positivas. Desta forma fica a pergunta: porque não permitir a produção interna de energia para entrega à países vizinhos, da mesma forma que ocorre com os demais produtos e serviços?

O poder concedente fornece autorização aos empreendedores que buscam construir um projeto eólico ou solar, para que possa explorar os recursos naturais para geração de energia por um período de 35 anos. A regulamentação que compõe a vida útil, e a forma com a qual este empreendimento irá operar e fornecer esta energia, passa por direitos e obrigações os quais levam a custos e benefícios para poder produzir.

No entanto, caso este empreendedor tenha o interesse em implantar um projeto no Brasil para entrega a outro país, cujo preço da energia possa ser superior aos praticados em território nacional, poderia ser vantajoso ao nosso país entregar a energia ao país vizinho, desde que haja retorno financeiro aos consumidores pela transação.

Além de obviamente este gerador ter que arcar com todo o custo de produção, uso da rede, perdas elétricas, etc, como o faria se fosse para suprimento interno, poderia haver um “*encargo ao inverso*” calculado pelo poder concedente, que seria pago pelo gerador, de forma a retornar



Regulação Brasil

Pça. Leoni Ramos, 1 Bl.2 And.3 - Niterói, RJ -
Brasil
T +55 21 2716 5054

ao consumidor brasileiro não somente custos com possíveis subsídios e benefícios, mas também um valor adicional que remunere adequadamente o uso da infraestrutura nacional.

Este “*encargo ao inverso*” seria aplicado somente na parcela de energia medida no ponto de entrega pela conversora, e estaria atrelado ao registro e contabilização desta negociação, através de regras de comercialização claras e pré-definidas, de forma a rastrear todos os custos embutidos nessa transação internacional, assim como os benefícios a serem retornados ao consumidor brasileiro.