

CONTRIBUIÇÕES REFERENTES À CONSULTA PÚBLICA Nº 176/2024

**NOME DA INSTITUIÇÃO: ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GRANDES
CONSUMIDORES INDUSTRIAIS DE ENERGIA E DE CONSUMIDORES LIVRES –
ABRACE**

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME
ATO REGULATÓRIO: Consulta Pública nº 176/2024

OBJETO: Diretrizes para a realização do Leilão para Contratação de Potência Elétrica, a partir de novos sistemas de armazenamento que acrescentem potência elétrica ao Sistema Interligado Nacional – SIN, denominado "Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência, por meio de sistemas de armazenamento, de 2025 – LRCAP Armazenamento de 2025".

A ABRACE, entidade representativa dos grandes consumidores industriais de energia, manifesta seu apreço pela iniciativa deste Ministério de promover o aprimoramento regulatório e a modernização do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Nesse contexto, apresentamos nossas considerações acerca das diretrizes propostas para realização do Leilão de Reserva de Capacidade com foco na contratação de sistemas de armazenamento.

1. Da disponibilidade do sistema de armazenamento

É notório como o atendimento à ponta do sistema vem demandando diferentes estratégias por parte do Operador Nacional do Sistema (ONS), visando garantir seu pleno atendimento. Atualmente contamos com importação de energia elétrica de países vizinhos, a geração fora da ordem de mérito para atendimento à ponta, classificada como Restrição de Operação, e a Resposta da Demanda, que vem sendo largamente utilizada pelo Operador e contribuindo ativamente para o sistema.

Outra ferramenta que esteve em discussão, e que a ABRACE considera positiva, é a própria Portaria que passou por Consulta Pública, que visa contratar no curto prazo térmicas flexíveis existentes, sendo uma medida excelente para ajudar o sistema nos períodos de ponta.

Nesse contexto, temos também o Leilão de Reserva de Capacidade, que visa contratar a potência indicada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) resultante da metodologia de aferição de potência e energia considerando os critérios de suprimento definidos em 2019.

O objetivo da contratação do LRCAP deveria ser uma potência flexível, que consiga entrar e sair do sistema elétrico facilmente, visando o atendimento aos momentos de maior demanda líquida. Para isso, os empreendimentos contratados deveriam ter restrições técnicas bem definidas e reduzidas.

Isto pois, é importante ficar bem definida a diferença de contratação para atendimento de energia e o atendimento de potência, visto que a contratação de energia envolve longos períodos de despacho contínuo e a contratação de potência foca em momentos específicos, com menor duração diária e menos frequentes em alguns períodos do ano, onde é possível atender a carga com os demais recursos existentes.

Um primeiro passo em direção ao real objetivo de um leilão que visa contratar potência, foi a redução das restrições técnicas das Usinas Térmicas (UTES) na proposta do 2º LRCAP, que ainda não teve sua Consulta Pública concluída.

Outro passo importante foi a publicação por parte da EPE da Nota Técnica EP-DEE-NT-050/2023-R0, material disponibilizado na CP que tratou das diretrizes do 2º LRCAP, que indicou os aprimoramentos necessários ao desenho deste segundo leilão.

Um dos aprimoramentos é em relação a caracterização das obrigações de entrega para o produto potência. Visto que, no 1º LRCAP foi adotado o critério de disponibilidade em todos os momentos do contrato, sem especificação, o que nos leva a ter um contrato mais próximo ao contrato de disponibilidade firmado no ambiente regulado, que visa a contratação de energia e não de potência.

Para evidenciar que um aprimoramento na definição das horas que realmente a potência precisa ser entregue é necessário, a EPE seguiu por uma metodologia que visa determinar as horas críticas em um determinado período.

Para isso, ela estabeleceu faixas de duração para cargas máximas dentro de um mês:

- Faixa 1 – Duração equivalente a 98% da demanda máxima: que engloba as cargas entre 98% da intensidade da carga horária máxima do mês e a carga horária máxima.
- Faixa 2 – Duração equivalente a 97% da demanda máxima: que engloba as cargas entre 97% da intensidade da carga horária máxima do mês e a carga horária máxima.
- Faixa 3 – Duração equivalente a 95% da demanda máxima: que engloba as cargas entre 95% da intensidade da carga horária máxima do mês e a carga horária máxima.

Considerando tais faixas, a EPE utilizou o conjunto de dados dos anos 2018 e 2019, chegando aos seguintes valores de quantidades de horas que correspondem a cada faixa para o SIN:

- Faixa 1 – 9,7 horas.
- Faixa 2 – 17,9 horas.
- Faixa 3 – 47,2 horas.

Da Faixa 3, a EPE traz que a consideração de 50 horas críticas mensais resultaria em um sobredimensionamento do requisito de potência, visto que esse patamar já se torna um atendimento acumulado de energia, afastando de seu propósito específico, que é a avaliação do sistema em seu momento de maior requisito.

Identificando assim a Faixa 1 como a melhor maneira de representar as reais horas mais críticas do sistema em um mês, arredondando o valor para 10h, sendo este o valor da duração de carga máxima mensal utilizados nos estudos de quantificação da capacidade de potência realizados pela EPE.

No entanto, para o LRCAP é necessário adotar um período de aferição maior, como 1 ano, totalizando então uma aferição anual das 120 horas¹ mais críticas, sendo esta então a visão da EPE do que deve ser considerado como a obrigação contratual da disponibilidade de potência dos empreendimentos vencedores do LRCAP, tanto para empreendimentos de geração como para tecnologias de armazenamento. Onde fora das horas críticas, não existiria a obrigação de disponibilidade ou de entrega de capacidade.

No entanto, a Portaria que está em discussão nesta Consulta Pública traz o seguinte em seu art. 11:

“Art. 11. Os CRCAPs deverão prever que os sistemas de armazenamento em baterias possam realizar a prestação de serviços ancilares, desde que:

¹ 10 horas * 12 meses = 120 horas.

I – o sistema de armazenamento seja capaz de suportar no mínimo um ciclo completo por dia (carga e descarga), ou 365 ciclos completos por ano;

II – o despacho do sistema de armazenamento na programação diária ou na operação em tempo real do ONS seja atendido integralmente e o período da recarga seja coordenado com o ONS; e

III – na inviabilidade de descarregamento, total ou parcial, do sistema de armazenamento, por restrições energéticas ou elétricas, não haverá compensação financeira por constrained-off.” (grifo nosso)

Ou seja, um sistema de armazenamento vencedor deste LRCAP deverá estar disponível, com potência máxima, em 1.460 horas (considerando o compromisso de entrega da disponibilidade de potência máxima que é igual a 4 (quatro) horas diárias e os 365 dias), ultrapassando até as 50 horas mensais da Faixa 3, ou 600 horas anuais², que a EPE considerou que já seria um dimensionamento para atendimento de energia e não de potência.

Esse ponto é crítico pois, podemos sobredimensionar o requisito de potência e elevar demasiadamente a Receita Fixa dos empreendimentos, visto que eles terão que dimensionar a tecnologia de armazenamento para suprir, no mínimo, 30 MW todos os dias do ano. Isto faria com que os consumidores arcassem com custos ineficientes, visto que estes sistemas de armazenamento não serão despachados todos os dias, pois esta é uma contratação de potência e não de energia.

Ainda, trazendo um exemplo de um sistema, que já está em operação, temos o investimento realizado pela ISA CTEEP, em que foi instalado um sistema de armazenamento em Registro, São Paulo, que possui 30 MW de capacidade instalada e vida útil de 17 anos, onde a Receita Anual Permitida (RAP) é de cerca de R\$ 27 milhões³, sendo dimensionada para operar apenas por 2 horas atuando nos momentos de pico de consumo do litoral sul paulista, durante o verão, como reforço à rede elétrica.

Ou seja, se tentássemos replicar um possível custo com os dados que temos acesso, só ao dimensionar sua operação por 2 horas, duplicando de forma simples o valor da RAP, teríamos uma receita de R\$ 54 milhões, algo que já é elevado ao se comparar com usinas que foram contratadas no 1º LRCAP, como a UTE Trombudo com uma potência de 28 MW e que tem um custo de R\$ 20 milhões, sem levar em consideração que a bateria terá que estar disponível por 365 dias, o que elevaria ainda mais o custo de contratação desses sistemas de armazenamento.

² 50*12=60 horas.

³ <https://www.isactEEP.com.br/pt/noticias/isa-ctEEP-aneel-e-mme-inauguram-primeiro-projeto-de-armazenamento-de-energia-em-larga-escala-do-brasil>

Desa forma, como contribuição, a ABRACE considera que estabelecer tal dimensionamento de disponibilidade anual diária é algo que não deve prosperar, visto que é evidente que tal diretriz distorce o real objetivo de um Leilão de Reserva de Capacidade, que é a contratação de potência, em especial, uma potência flexível. Assim, caso este Ministério veja como arriscado utilizar as 120 horas indicadas pela EPE, um outro caminho seria utilizar a Faixa 2 de 20 horas mensais, ou seja, 240 horas anuais como requisito para o atendimento mínimo a ser feito pelos vencedores do certame.

2. Penalidades

A proposta do Ministério para as penalidades é de que a não entrega da potência requerida pelos sistemas de armazenamento implicará na redução mínima de 1% da parcela mensal para cada hora de potência não entregue, com a redução total limitada a 30% para cada mês de apuração, ou seja, o empreendedor ainda receberia 70% de sua Receita Fixa, mesmo que fique sem entregar em nenhum momento do que foi estabelecido em contrato.

Com isso, não teríamos incentivo algum para que o empreendedor fique disponível ao sistema, porque ele já entra garantindo 70% da RF, valor muito elevado se for comparado a outras penalidades aplicadas em Leilões do Setor Elétrico.

Trazemos a própria penalidade do Produto Disponibilidade de Resposta da Demanda, que, inicialmente foi dimensionada (a soma da Penalidade por Não Entrega e Penalidade por indisponibilidade) para reduzir 100% a RF do consumidor e ainda cobrar um valor de até 2 vezes a RF negociada em Leilão. No entanto, por ser um produto em testes, o ONS junto com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) propuseram limitar a 10% da RF, visando, neste primeiro momento, um ambiente mais atrativo aos consumidores.

Aqui vemos posições completamente opostas, uma deste Ministério propondo que mesmo que o sistema de armazenamento contratado fique totalmente indisponível, ele recebe pelo menos 70% de sua RF, já do outro lado temos RD, que mesmo que o consumidor se esforce para entregar o negociado, ele fica exposto ao pagamento de penalidades, incentivos completamente opostos.

Dessa maneira, estar disponível ao sistema elétrico, assim como performar conforme proposto livremente pelo próprio agente são condições fundamentais. Por este motivo entendemos que a recorrência de falhas deve ser severamente punida, com a retirada de no mínimo 100% da receita fixa mensal do agente infrator, além de ter algum mecanismo que indique a necessidade de pagamento caso ele ultrapasse um certo montante de horas indisponível, ficando limitado ao pagamento de 10% de sua RF, assim como ocorre em Resposta da Demanda, podendo evoluir para valores maiores, incentivando assim sua disponibilidade, como foi a justificativa para o estabelecimento das penalidades de RD.



Balizar as penalidades de contratação é muito importante, visto que no futuro, todas as tecnologias de geração, armazenamento, e Resposta da Demanda poderão competir entre si em um único Leilão, trazendo mais competição para a contratação da potência requerida no sistema, sendo eficiente para o SIN e módico para o consumidor.

3. Prazo para entrada em operação comercial

A proposta para a entrada em operação comercial dos vencedores deste LRCAP é para julho de 2029, sendo a realização do certame em junho de 2025, ou seja, 4 anos entre os dois marcos.

Na visão da Associação, este é um tempo muito longo para empreendimentos como estes, visto que são de rápida construção e viabilização, diferente de usinas termelétricas e hidrelétricas e até mesmo de usinas eólicas, que demandam um maior tempo de construção.

Por ser modular, a partir do momento em que se tem disponível os equipamentos, não demandaria uma construção de 4 anos, ao passo que elas estariam próximas a usinas já existentes.

Trazendo novamente o exemplo da ISA CTEEP, analisando os marcos gerais, temos que o projeto foi aprovado em novembro de 2021, com previsão de entrega da obra em novembro de 2022⁴, ou seja, 1 ano. No entanto, o projeto entrou em operação comercial em março de 2023. Mesmo que se considere a data de aprovação do projeto e a data de entrada em operação comercial, teríamos apenas uma diferença de 1 ano e 4 meses, o que destoa e muito dos 4 anos propostos neste Leilão.

Dessa maneira, consideramos viável antecipar a entrada em operação comercial para julho de 2027 ou janeiro de 2028, o que ainda compatibiliza com a necessidade de potência indicada nos documentos da Consulta Pública do 2º LRCAP, em que os produtos foram dimensionados para iniciarem nestas datas.

Outro ponto de destaque é que esse tempo tão longo de 4 anos pode sobredimensionar a Receita Fixa desses empreendimentos, onde o preço a ser negociado em 2025 será superior ao preço da tecnologia em 2029, gerando então um ganho indevido por parte do empreendedor e um custo ineficiente aos consumidores.

Só na última década, nos Estados Unidos, o custo dos sistemas de armazenamento caiu mais de 80%⁵, devido aos avanços tecnológicos, melhoras de eficiência e ganhos de escala. Ao se negociar uma tecnologia que pode facilmente ter uma redução considerável no preço,

⁴ <https://www.isactEEP.com.br/pt/noticias/isa-ctEEP-desenvolve-primeiro-projeto-de-armazenamento-de-energia-em-baterias-em-larga-escala-no-sistema-de-transmissao-brasileiro#:~:text=O%20investimento%20autorizado%20pelo%20regulador,a%20partir%20de%202022%2F2023>.

⁵ <https://www.iponews.com.br/noticias.asp?idnoticia=7573>

é importante que as datas estejam calibradas para que seja benéfico tanto para o empreendedor como para o consumidor.

Por fim, com essa antecipação de entrada em operação comercial, para julho de 2027, reduziríamos a necessidade de contratação de potência das demais fontes, com custos mais eficientes, além de aproveitar a natureza dos sistemas de armazenamento, que são de mais fácil implementação quando comparado as demais fontes de geração.

4. Localização do sistema de armazenamento

Na visão da Associação, para que o Leilão tenha êxito, é necessário ter uma definição adequada dos produtos, dos critérios de habilitação, das penalidades associadas à não entrega do produto ou à indisponibilidade, e, principalmente, onde este empreendimento estará localizado.

É importante delimitar a localização da potência a ser contratada tomando como base todas as restrições à transmissão de energia que existem atualmente e que possam existir até a entrada em operação comercial do empreendimento.

Oportunamente este foi um ponto evidenciado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL na Nota Técnica nº 37/2024/DPOG/SNTEP, no que se refere ao Ofício encaminhado ao Ministério, destacando essa necessidade de avaliação de contratação de potência locacional.

É evidente que estamos enfrentando diversas restrições sistêmicas que acabam gerando custos aos consumidores e que também, muitas vezes, acabam “jogando energia fora” por não ter como utilizá-la, devido, por exemplo, à competição existente entre as fontes conectadas em um determinado barramento, sendo necessário cortes de geração para não desequilibrar a tensão e a frequência daquela determinada linha. O que eventualmente se torna um custo por meio do encargo de Constrained-off a ser pago pelos consumidores, que no momento já encontra regulamentação avançada para as eólicas e solares, além do encargo que cobre o corte de geração térmica, que vem sendo cobrado há vários anos.

Da mesma maneira, pode ocorrer de uma usina ser contratada para uma região que tenha esse problema e a potência contratada no Leilão não ser aproveitada em sua totalidade, devido a restrições locais ou sistêmicas da região, fato que não é irreal, mas seria caracterizado como absurdo.

Ademais, além de mapear os locais com excesso de restrições na transmissão, é necessário definir os locais que mais necessitam de inserção de potência, dando prioridade então para um local com necessidade de potência elevada e sem restrições na transmissão para não afetar a inserção de potência no sistema nos momentos mapeados pelo Operador.

5. Resumo das propostas da ABRACE

1 – Considerar como obrigação contratual a disponibilidade de potência nas horas mais críticas de cada ano, ao invés das 1.460 horas propostas por este Ministério, visto que é uma contratação de potência e não de energia.

2 – Penalidade compatibilizada com a que ocorre no Produto Disponibilidade de Resposta da Demanda, ou seja, haverá a redução de 100% da Receita Fixa do sistema de armazenamento caso ele não entregue uma porcentagem de potência, considerando uma fórmula exponencial, que em determinado momento fará com que o empreendedor tenha que pagar até 10% de sua Receita Fixa, incentivando assim a sua disponibilidade ao sistema.

3 – Antecipar a entrada em operação comercial dos vencedores do certame para julho de 2027 ou janeiro de 2028, compatibilizando com a necessidade de potência informada pela EPE nas discussões do 2º LRCAP, para reduzir o gap entre o momento em que o Leilão será realizado (julho de 2025) e a entrada em operação visando capturar os ganhos de eficiência de preço desses sistemas de armazenamento.

4 – Delimitar a localização da potência a ser contratada tomando como base todas as restrições à transmissão de energia que existem atualmente e que possam existir até a entrada em operação comercial do empreendimento.