



## **Consulta Pública MME N° 160/2024**

Diretrizes para o Leilão de Reserva de  
Capacidade de 2024.

# Sumário

1. Introdução	2
2. Alocação de Riscos	3
3. Requisitos para cadastramento e habilitação técnica	5
4. Tecnologias Candidatas	7
5. Produto Potência Renovável	8
6. Metodologia de Cálculo da Oferta de Potência	18
7. Conclusões	19

# 1. Introdução

A Neoenergia, detentora de diversos ativos em geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no Brasil, ratifica a importância da abertura da Consulta Pública nº 160/2024 que visa receber contribuições à minuta de Portaria contendo as Diretrizes para a realização do Leilão para Contratação de Potência Elétrica, a partir de empreendimentos de geração, novos e existentes, denominado “Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2024 - LRCAP de 2024”.

Inicialmente, gostaríamos de parabenizar o MME pela correta decisão de incluir a fonte hidrelétrica neste LRCAP. Estudos elaborados pela EPE já mostraram que existe um potencial técnico ainda a ser explorado em UHs existentes com o objetivo de aumentar a disponibilidade de potência ao SIN, que é o produto que se deseja contratar neste Leilão.

Este é o segundo Leilão de Capacidade que se realiza e o primeiro no qual haverá a participação da fonte hidrelétrica. Portanto, existem diversos pontos que precisam ser esclarecidos para que os empreendedores tenham segurança para realizarem os investimentos necessários para a construção dos projetos, os quais serão explorados nesta contribuição.

## 2. Alocação de Riscos

De forma distinta dos leilões realizados tradicionalmente no setor elétrico, em que se contratavam produtos associados à produção de energia por longos períodos de tempo, o Leilão de Capacidade tem por objetivo a contratação de empreendimentos que acrescentem potência elétrica ao sistema.

Naturalmente, os produtos negociados neste novo tipo de leilão apresentam características diferentes e, conseqüentemente, riscos diversos dos que os empreendedores estão habituados e que, portanto, devem ser bem identificados nesta etapa prévia ao leilão.

Neste contexto, concordamos com as condições estabelecidas pelo Ministério em relação à alocação do risco referente ao recurso hídrico nas UHEs. A metodologia definida pela EPE para a quantificação do montante possível de ser ofertado pelas UHEs já considera os 5% piores cenários hidrológicos durante todo o ano. Portanto, a penalidade a ser aplicada nas UHEs pela não entrega do produto de potência deve observar a disponibilidade das unidades geradoras, independentemente da existência ou não de recurso hidráulico na usina.

Entendemos que o tratamento do produto potência hidrelétrica deva ser feito de forma distinta do potência termelétrica, no sentido de observar somente os períodos em que ocorrem as indisponibilidades das UGs.

Para a ocorrência de indisponibilidades fora do período programado, o regramento para aplicação das penalidades deve considerar o valor da TEIF informada pelo agente para o cálculo do Fator de Disponibilidade de Capacidade, conforme metodologia da EPE. Caso não seja esse o caso, haverá uma dupla penalização das UHEs, pois o valor calculado para o  $F_{dispCap}$  já considera um desconto resultante da TEIF.

Caso não haja tolerância para indisponibilidades mesmo dentro da TEIF de referência, essa variável deveria ser removida da formulação utilizada no cálculo do Fator de Disponibilidade de Capacidade proposto pela EPE.

Adicionalmente, é fundamental que seja previamente divulgado (e submetido à participação social) qual será o critério adotado pelo Operador para definir os períodos permitidos de indisponibilidade programada.

### 3. Requisitos para cadastramento e habilitação técnica

A Portaria de diretrizes do LRCAP faz referência à Portaria MME nº 102/2016, que estabelece os requisitos para cadastramento e habilitação técnica nos leilões de energia nova e existente, de fontes alternativas, de energia de reserva e reserva de capacidade. Convém destacar novamente que este é o segundo leilão deste tipo que se realiza e o primeiro no qual a fonte hidrelétrica participa.

Portanto, considerando que a participação de ampliações de UHEs se apresenta como algo inédito nos leilões de capacidade, é importante apontar alguns requisitos da PRT nº 102/2016 que devem ser flexibilizados de modo a permitir que seja possível a participação de uma quantidade adequada de empreendimentos hidrelétricos no leilão, o que seria positivo para a competitividade do certame.

- **Aprovação do projeto básico de ampliação**

O rito regulatório referente à aprovação de projetos básicos de UHEs se encontra na Resolução Normativa ANEEL nº 875/2020 alterada pela Resolução 1.079/2023. Contudo, esta Resolução se refere exclusivamente à aprovação de projeto básico para novas usinas, inexistindo na referida Resolução qualquer rito para aprovação de projeto básico de ampliação de UHEs.

Considerando que no LRCAP somente participarão UHEs existentes, entendemos que não necessariamente haverá alteração de inventário com repartição de quedas e dos estudos de viabilidade técnica do empreendimento que já foram aprovados. Nesses casos, haveria necessidade apenas de apresentação de um projeto básico para a ampliação da UHE para fins de aprovação da ANEEL.

Sendo assim, entende-se que se aplicam os ritos DRI-UHE, DRS-UHE a partir do Projeto Básico da Ampliação protocolado. Após a análise pela ANEEL deste Projeto Básico e Sumário Executivo em conjunto com o protocolo do Licenciamento

Ambiental e alteração da Outorga de uso de recursos hídricos existente, deve-se seguir à emissão da DRA em relação ao projeto básico.

- **Licença Ambiental**

Nesse mesmo sentido, considerando que se trata de uma usina existente com licença de operação vigente, sugerimos que a portaria aceite, no cadastro, a licença de operação vigente para a usina principal e os protocolos de tratativas junto ao IBAMA para inclusão da análise ambiental referente à ampliação da UHE na licença de operação vigente.

- **Exigência de apresentação do CUST/CUSD assinado**

Adicionalmente, a minuta de Portaria de diretrizes estabelece no §5º do Artigo 8º a necessidade de apresentar o CUST ou CUSD em até 75 dias antes do leilão. Contudo, a redação deste parágrafo pode ser interpretada como a necessidade de assinatura de um novo contrato de uso, especificamente para a ampliação do projeto de UHE existente.

Considerando que o Leilão permite a participação de novos empreendimentos, a permanência dessa exigência acabaria impedindo a sua participação. Portanto, sugerimos que esta exigência seja removida dos requisitos para cadastramento.

Dessa forma, sugere-se que seja adotado procedimento similar àqueles aplicáveis a conexão de empreendimentos de geração eólicos e fotovoltaicos onde é exigido no Leilão apenas a disponibilidade de margem de conexão e os respectivos CUST devem ser regularizados pelo agente até a data de entrada de operação do empreendimento.

## 4. Tecnologias Candidatas

Com relação às tecnologias candidatas a participarem do LRCAP 2024, apoiamos a decisão do MME de permitir usinas termelétricas flexíveis novas ou existentes e ampliações de hidrelétricas existentes, desde que não tenham sido prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783/2013.

Também entendemos ser possível a inclusão da tecnologia de armazenamento por baterias, que poderia ser negociada por meio da criação de um novo produto, conforme será detalhado no próximo capítulo.

Ainda com relação à ampliação de UHEs, entendemos que deva ser delimitado na portaria de diretrizes que essa tecnologia consiste exclusivamente no aumento da capacidade instalada única e exclusivamente oriunda da instalação de novas unidades geradoras, não sendo possível a participação de repotenciação de usinas existentes.

Um entrave à repotenciação se refere à apuração diferenciada da TEIF/TEIP das unidades geradoras existentes. Além disso, a repotenciação trata-se de uma modernização das unidades geradoras existente cujo reconhecimento de remuneração já se encontra devidamente retratado nas regulamentações que regem o procedimento de revisões de garantia física, diferentemente de ampliações.

A modernização de UHEs existentes para o fornecimento de potência adicional ao SIN e participação no LRCAP contraria o conceito de suprimento de potência tratado neste Leilão, pois as usinas existentes necessitariam ficar indisponíveis durante um longo período, podendo comprometer o atendimento aos critérios de suprimento de potência.

## 5. Produto Potência Renovável

A Nota Técnica EPE-DEE-NT-050/2023-R0 elenca as baterias como potenciais candidatas a participarem do LRCAP 2024. Apesar disso, o MME afirma que o arcabouço regulatório para a inclusão desta tecnologia no certame ainda é incipiente, o que justifica sua postura conservadora ao permitir a participação somente das usinas termelétricas e ampliações em hidrelétricas existentes.

Apesar da necessidade de aprimoramentos regulatórios relacionados aos sistemas de armazenamento, entendemos que é possível que seja negociado um produto específico para baterias associadas a projetos de geração renovável existentes e/ou novos.

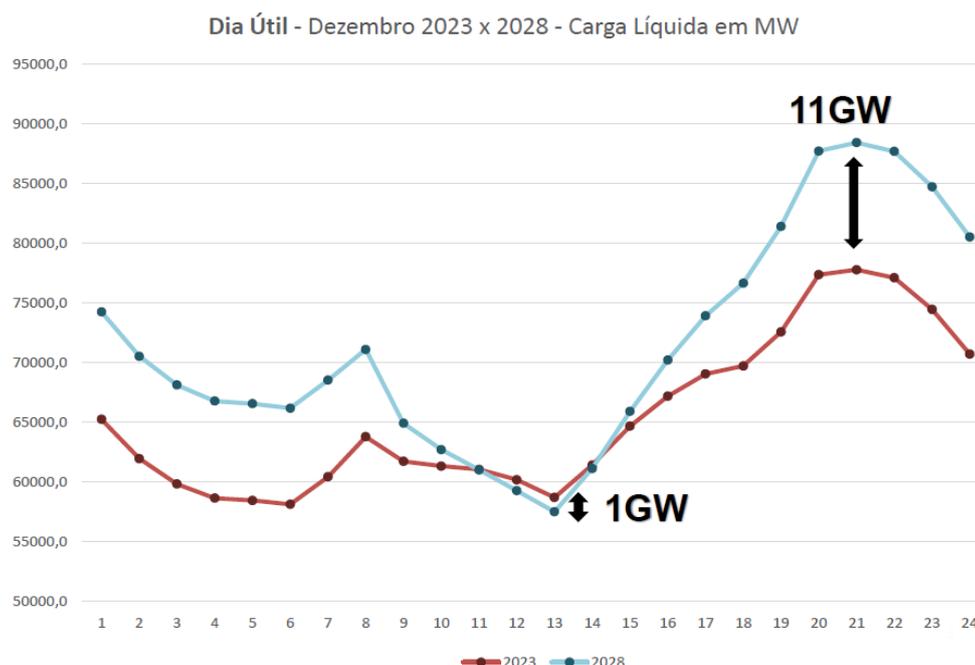
Neste sentido, propomos a inclusão do Produto Potência Renovável no qual poderão participar empreendimentos existentes e/ou novos das fontes eólica e/ou solar fotovoltaica associados a sistemas de armazenamento por baterias. Os argumentos técnicos que fundamentam a inclusão deste Produto, bem como suas características, são apresentados na sequência.

Inicialmente, é importante destacar o que motiva a realização de um Leilão de Reserva de Capacidade de Potência. Conforme destacado pela EPE na NT-050/2023, desde 2017, com a publicação do PDE 2026, vem sendo apontada a necessidade de expansão para o atendimento ao requisito de potência do SIN, culminando na realização do 1º LRCAP em 2021.

No primeiro LRCAP, a metodologia para cálculo do requisito de potência estava descrita na Nota Técnica EPE-DEE-NT-037/2021-r0. Essa metodologia consiste em uma análise entre a capacidade máxima de potência disponível e a demanda máxima instantânea.

Com relação à demanda máxima instantânea prevista no horizonte de médio/longo prazo, é importante observar os resultados de alguns estudos realizados recentemente pelo ONS e pela EPE.

O Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN – PAR-PEL 2023 Ciclo 2024-2028 – publicado em dezembro/23 apresenta o comportamento esperado da carga líquida horária do SIN no ano de 2028, como pode ser observado na Figura 1 abaixo. A carga líquida corresponde à carga global menos a geração não despachada (eólicas e fotovoltaicas centralizadas e MMGD).

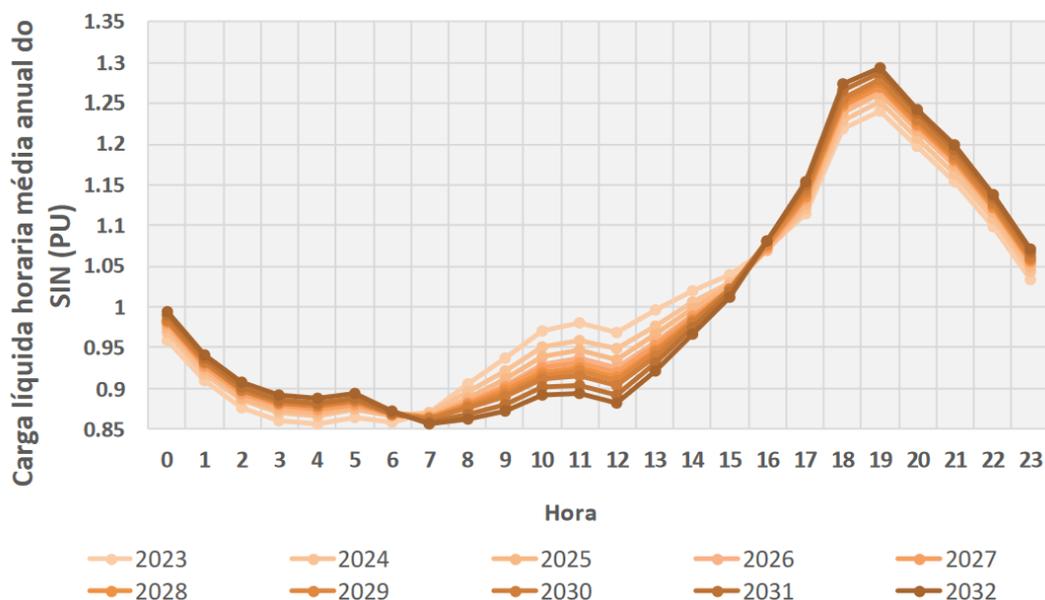


**Figura 1:** Comparativo Dia Útil dezembro 2023 x 2028 – Carga Líquida em MW.

Fonte: PAR/PEL 2023 - CICLO 2024-2028 – dezembro/2023.

É possível observar que atualmente as horas de maior demanda máxima do SIN se concentram no período entre 17h e 21h e que há uma tendência de aumento da carga concentrada nestas horas até 2028, resultado este que, segundo o Operador, é consequência direta da previsão de crescimento da MMGD.

Outro estudo com resultados importantes é apresentado pela EPE na NT EPE/DEE/076/2023-R0 – Metodologia de Estimativa de Requisitos e Recursos de Flexibilidade no SIN. A Figura 2, retirada deste estudo, ilustra a mudança típica do perfil horário médio da carga líquida ao longo dos anos. Na mesma linha do ONS, a EPE explica esse comportamento em função do crescimento da fonte solar fotovoltaica.

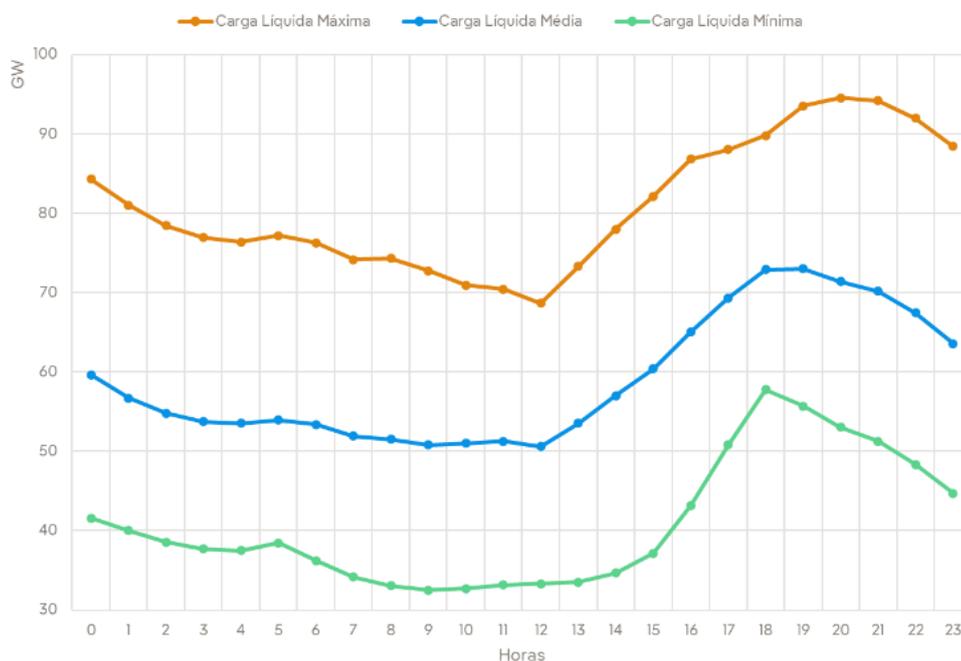


**Figura 2:** Carga líquida horária média anual do SIN em PU. Fonte: NOTA TÉCNICA EPE/DEE/076/2023-R0 - Metodologia de Estimativa de Requisitos e Recursos de Flexibilidade no SIN – novembro/2023.

Os dois estudos mostram uma tendência de aumento da demanda máxima do SIN no período entre 17h e 21h e redução da carga no período entre 10h e 13h.

Adicionalmente, a Figura 3 mostra a média da carga líquida horária e os máximos e mínimos verificados, obtida a partir de dados de operação do ONS<sup>1</sup> para o período compreendido entre 01/05/2023<sup>2</sup> e 17/04/2024. O mesmo comportamento já pode ser verificado, ou seja, os momentos de demanda máxima do SIN se concentram entre 17h e 21h.

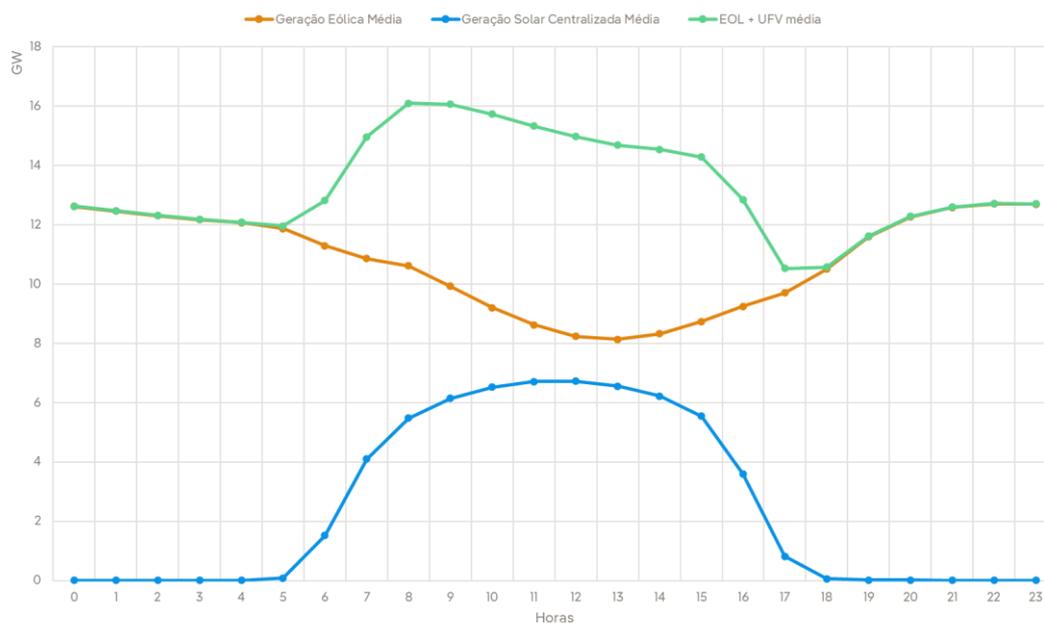
<sup>1</sup> [https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao\\_energia.aspx](https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx)  
<sup>2</sup> [https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva\\_carga\\_horaria.aspx](https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx)  
<sup>3</sup> A partir de 01/05/2023 o ONS passou a disponibilizar estimativas de geração de MGD horária.



**Figura 3:** Carga líquida horária anual do SIN entre 01/05/2023 e 17/04/2024.

Ao classificar em ordem decrescente os valores verificados de carga líquida da amostra de 8.448 horas analisadas, as 120h mais críticas ocorreram no período compreendido entre 16h e 23h e somente duas destas horas ocorreram fora de dias úteis.

Importa também destacar a curva de geração eólica e solar centralizada no SIN, ilustradas na Figura 4. Observa-se a existência de uma complementariedade horária entre as duas fontes, ou seja, enquanto a geração solar máxima ocorre às 12h, o inverso se verifica com a geração eólica.



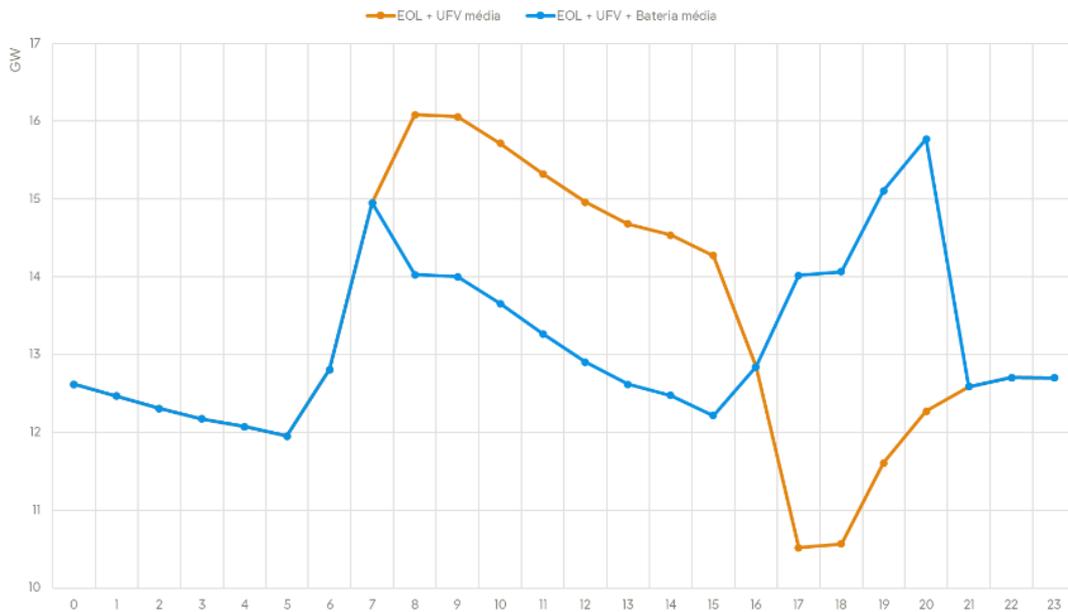
**Figura 4:** Curva de geração média eólica e solar centralizada do SIN entre 01/05/2023 e 17/04/2024.

Além disso, o comportamento conjunto das duas fontes também se correlaciona negativamente com a curva de carga líquida, ou seja, a máxima disponibilidade do recurso eólico e solar ocorrem justamente no período de menor carga líquida, entre 10h e 14h.

Estes dados sugerem uma oportunidade para a inserção de tecnologias de armazenamento que teriam o objetivo de transferir o “excesso” de geração entre 10h/14h para o período de máxima carga líquida entre 17h/21h.

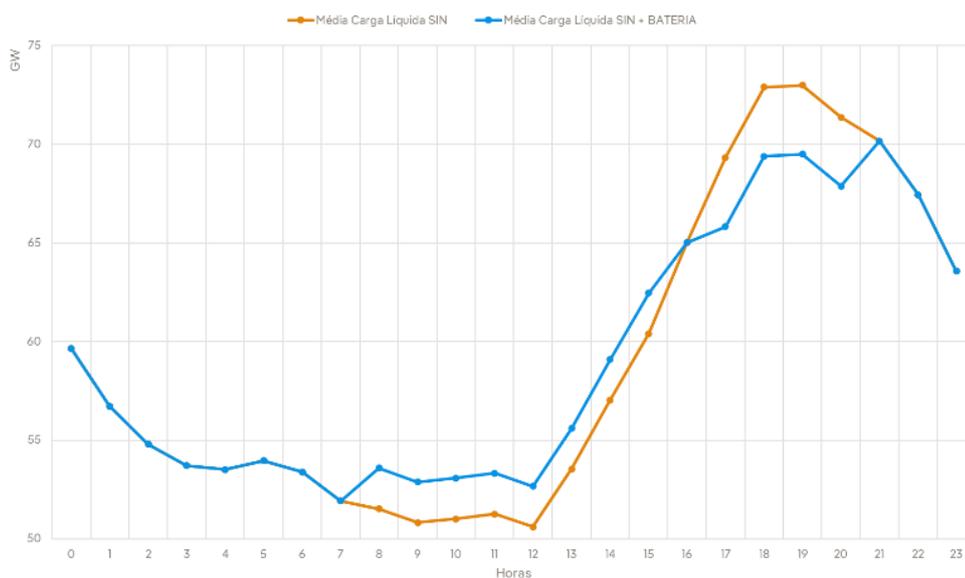
A título de exemplo, realizamos um exercício teórico no qual um sistema de armazenamento com capacidade equivalente a 3,5GW (14GWh) fosse adicionado ao SIN com período definido para carga entre 8h e 16h (8h de carregamento) e descarga entre 17h e 21h (4h de descarga). Portanto, desprezando as perdas por eficiência, entre 8h/16h o armazenamento representa uma carga contínua equivalente a aproximadamente 1,75GW e durante 17h/21h esse sistema injeta os 3,5GW (14GWh).

A Figura 5 mostra o resultado da nova curva de geração conjunta das eólicas e solares do SIN e do sistema de armazenamento. É possível observar que há um “deslocamento” da energia injetada entre 8h/15h para o período 17h/21h.



**Figura 5:** Curva de geração média eólica e solar centralizada e bateria do SIN entre 01/05/2023 e 17/04/2024.

A Figura 6 ilustra a consequência direta da operação deste sistema de armazenamento no SIN, que é a redução da demanda máxima de potência a ser atendida durante as 17h/21h.



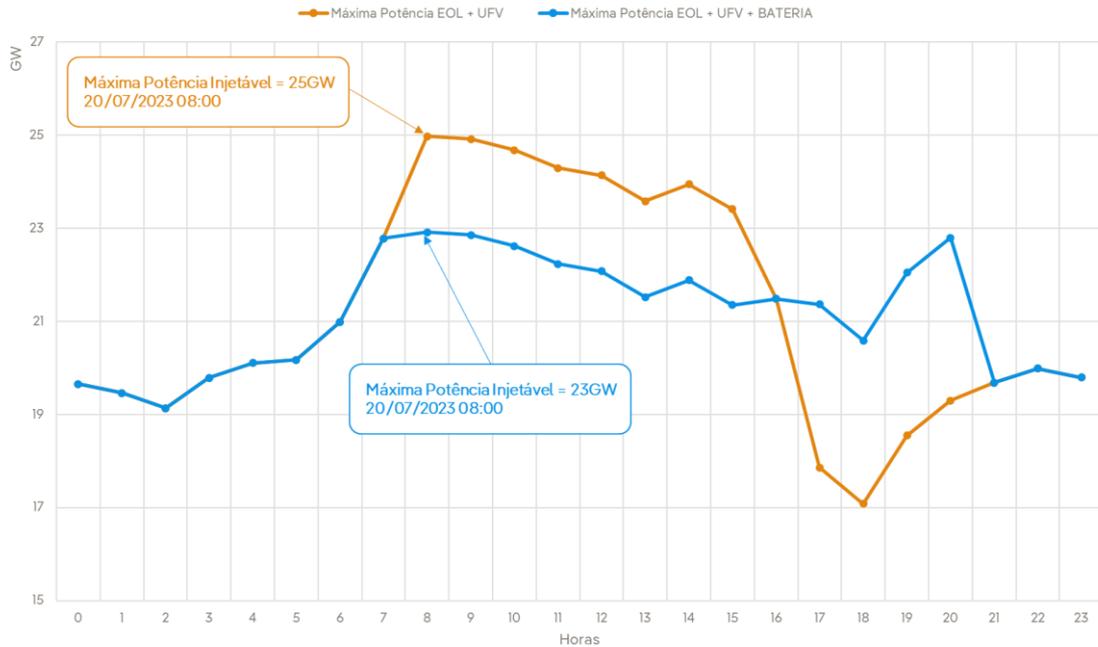
**Figura 6:** Curva de carga líquida do SIN com e sem a bateria entre 01/05/2023 e 17/04/2024.

Outro aspecto importante a ser analisado neste exemplo teórico consiste na utilização da rede de transmissão. As Figuras 7 e 8 ilustram os valores verificados máximos e mínimos de injeção de potência no SIN para o caso com e sem a bateria. É possível observar que, com a operação da bateria em conjunto com as fontes renováveis, em nenhuma hora da amostra analisada haveria injeção em valores superiores ao que já havia sido constatado na operação sem o sistema de armazenamento.

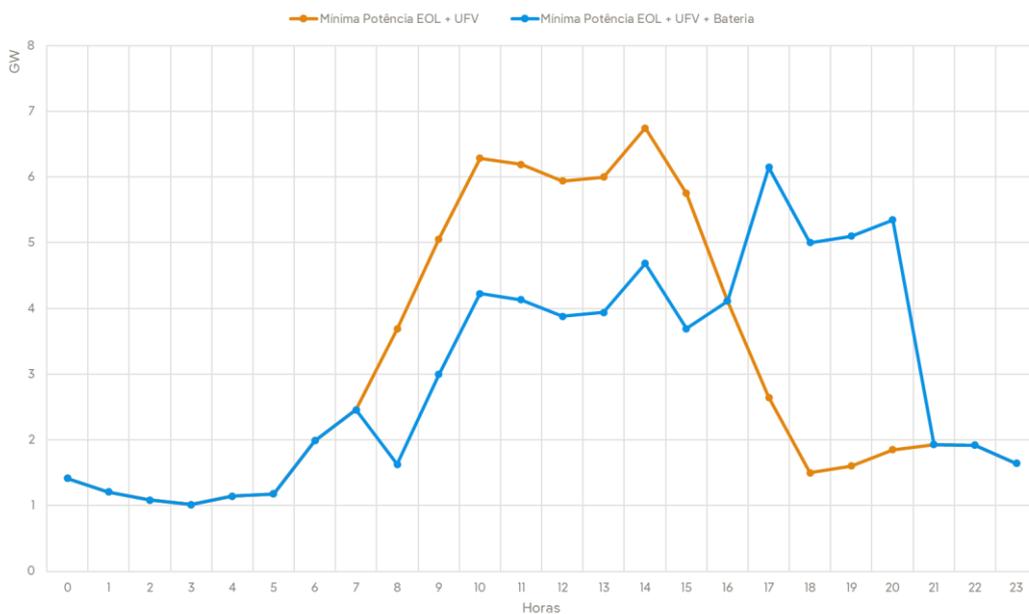
Essa característica representa uma possível vantagem competitiva da associação de sistemas de armazenamento a projetos renováveis existentes, pois não haveria necessidade de contratação de MUST adicional ao já contratado, visto que, conforme ilustrado no exemplo acima, a utilização de baterias não ocasionaria o aumento da potência injetável no SIN. Nesse sentido, vale lembrar que a REN nº 1.069/2022 estabelece que a contratação do uso da rede deve considerar a potência máxima injetável. Essa vantagem poderia se refletir em lances mais baixos no leilão, o que seria vantajoso aos consumidores que pagarão por esse serviço.

Ainda que ocorra alguma situação pontual de consumo líquido, considerando um caso hipotético de usina fotovoltaica com unidades de armazenamento e carregamento no período noturno (algo que tende a ser menos provável tendo em vista todo o racional apresentado até aqui), a energia consumida, deduzindo-se as perdas, eventualmente seria devolvida à rede, quando do fornecimento de potência ao sistema. Nesse caso, o consumo líquido instantâneo de energia poderia ser facilmente alocado no balanço energético do empreendimento, nos termos das regras de comercialização.

Uma outra característica que importa observar se refere à existência de momentos durante o carregamento da bateria que poderia ocorrer consumo de energia da rede. Pode ser verificado que em nenhuma das horas simuladas ocorreu consumo de energia do SIN, ou seja, em todas as horas avaliadas o gerador se comportou exclusivamente como um agente que somente injeta energia na rede. Este também é um fator que torna a comercialização de um Produto Potência Renovável possível de ser realizada sem adequações regulatórias referentes à contratação do uso da rede.



**Figura 7:** Máximos verificados de geração eólica e solar centralizada e bateria do SIN entre 01/05/2023 e 17/04/2024.



**Figura 8:** Mínimos verificados de geração eólica e solar centralizada e bateria do SIN entre 01/05/2023 e 17/04/2024.

O exemplo teórico apresentado acima tem o objetivo de ilustrar a possibilidade de associar sistemas de armazenamento a projetos renováveis, sem a necessidade de

contratação adicional ao MUST/MUSD já contratados pelos projetos existentes e que teria como resultado a redução da demanda máxima verificada no SIN.

Ainda que a amostra observada se limite a um ano e tenha observado o comportamento do SIN como um todo, essa possibilidade pode ser aplicada aos projetos individualmente e o resultado seria benéfico para o SIN.

Ante todo o exposto, justifica-se a inclusão do Produto Potência Renovável no LRCAP 2024. As características deste produto são as seguintes:

- i. **Tecnologias candidatas:** baterias associadas a projetos de geração eólica e/ou solar existentes.
- ii. **Início de suprimento:** 2028.
- iii. **Disponibilidade de potência** no intervalo de 4 horas entre 17h/21h, que consiste no período de demanda máxima do SIN.

Dentre as vantagens que esse produto apresenta podemos citar as seguintes:

- a) **Possibilidade de redução na Receita Fixa requerida** considerando que para alguns projetos pode não ser necessária contratação de MUST adicional. A título de exemplo, no LRCAP 2021, a Receita Fixa média foi igual a R\$824/kW.ano. No ciclo tarifário da transmissão de 2023-24, a Tarifa Equivalente Uniforme (equivale a TUST média do SIN) foi igual a R\$10,386/kW.mês ou R\$124/kW.ano. Ou seja, em média a despesa com Encargo de Uso do Sistema de Transmissão (EUST) representou 15% do preço do leilão, que será pago pelos consumidores. Portanto, espera-se uma redução da RF requerida pelos projetos de baterias associadas às renováveis que não contratem MUST adicional na ordem de 15%.
- b) Conforme demonstrado, **redução direta na demanda máxima verificada na curva de carga líquida**, cumprindo o papel do LRCAP.
- c) **Os projetos de baterias não possuem CVU, conseqüentemente sua operação não onera os consumidores.**
- d) A participação das usinas termelétricas no LRCAP está condicionada ao atendimento aos requisitos de flexibilidade operativa exigidos pelo ONS, quais sejam:

i)  $T_{on} < 8h$ ; ii)  $T_{off} < 8h$ ; iii)  $R_{-up} < 1,5h$ ; iv)  $R_{-dn} < 1h$ ; v)  $G_{min}/G_{max} < 70\%$ . Destaca-se que para as baterias o único requisito que deveria ser estabelecido é o  $T_{off}$ , pois é necessário um tempo mínimo entre acionamentos consecutivos para que a bateria seja recarregada, enquanto para os demais requisitos as baterias são capazes de atender com folga. Na verdade, a participação das baterias no LRCAP agregaria também outro requisito que em breve será necessário ser contratado no SIN, a flexibilidade operativa. Além disso, as baterias apresentam a vantagem de não possuírem custos de unit commitment, o que resulta em modicidade tarifária aos consumidores.

e) **Redução do constrained-off das renováveis** motivado por não ser possível alocar geração na curva de carga.

Subsidiariamente, caso o MME não concorde com a fixação do intervalo de tempo de 4 horas (17/21h) para o Produto Potência Renovável, ainda assim entendemos que é possível a participação dessa tecnologia no LRCAP. Neste caso, o produto possuiria a seguinte característica: injeção de potência durante o intervalo de no máximo 4 horas sucessivas (correspondente ao período de demanda máxima do SIN conforme apontado pela EPE na NT 050) e um intervalo mínimo entre acionamentos sucessivos de pelo menos 12h, o que traria flexibilidade o carregamento completo das baterias, seja para uma alocação de carga com absorção plena em momento de menor impacto sistêmico ou mesmo diluir a absorção de potência em uma quantidade maior de horas, para reduzir os impactos na rede elétrica.

## 6. Metodologia de Cálculo da Oferta de Potência

A metodologia de cálculo da oferta de potência hidrelétrica descrita no Informe Técnico suscitou algumas dúvidas que necessitam ser devidamente esclarecidas em tempo suficiente para que os empreendedores sejam capazes de desenvolver adequadamente seus projetos antes do leilão, quais sejam:

- Qual base de dados do Plano Decenal de Expansão será utilizada? A última edição do PDE publicada foi o PDE 2031; em 2023 não houve publicação do PDE, somente os seus cadernos e o deck da base de dados; em março de 2024 a EPE publicou o primeiro caderno do PDE 2034 (Premissas demográficas e econômicas), indicando que não haverá publicação do PDE 2033, mas também informando que o PDE 2034 será publicado somente no segundo semestre de 2024. É importante que o MME esclareça qual será o deck utilizado e o disponibilize o quanto antes para que os empreendedores possam se preparar para o leilão.
- Ano de referência do cálculo para as UHEs: no Informe Técnico a EPE informa que os cálculos das variáveis de potência das UHEs serão realizados para um determinado ano de referência, mas também não informa qual será esse ano.

Outra questão metodológica importante se refere à revisão da garantia física das usinas em decorrência da ampliação de sua capacidade instalada. Entendemos que, em etapa posterior ao leilão, as usinas que se sagrarem vencedoras terão direito à revisão extraordinária de garantia física e poderão comercializar essa energia livremente. É importante que esta condição esteja bem definida na portaria de diretrizes.

## 7. Conclusões

Em resumo, as contribuições da Neoenergia são as seguintes:

- **Produto Potência Hidrelétrica**
  - A aplicação das penalidades pela não entrega do produto de potência deve observar a disponibilidade das unidades geradores, independentemente da existência de recurso hidráulico na usina.
  - Deve considerar as indisponibilidades que ocorrerem nos períodos não programados pelo Operador, mas considerando a TEIF de referência da usina.
  - Caso a regra para apuração da penalidade exclua a TEIF de referência, essa taxa não deve ser considerada no cálculo do Fator de Disponibilidade de Capacidade.
  - Entende-se por “ampliação” de UHEs existentes a construção de novas unidades geradoras. Não deveria ser permitido a repotenciação de UHEs existentes.
  
- **Produto Potência Renovável**
  - É regulatoriamente possível negociar um Produto Potência Renovável que consiste na instalação de baterias associadas a usinas eólica/solar.
  - Principais características:
    - Tecnologias candidatas: baterias associadas a projetos de geração eólica e/ou solar existentes.
    - Início de suprimento: 2028.
    - Disponibilidade de potência no intervalo de 4 horas entre 17h/21h, que consiste no período de demanda máxima do SIN.
  - Subsidiariamente, caso o MME não concorde com a inclusão de produto com entrega de potência no intervalo entre 17h/21h,

recomenda-se estabelecer produto com a seguinte característica: injeção de potência durante o intervalo de no máximo 4 horas sucessivas e um intervalo mínimo entre acionamentos sucessivos de pelo menos 12h.a