

CONTRIBUIÇÕES REFERENTES À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 176/2024

NOME DA INSTITUIÇÃO:
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA - ABSOLAR

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME

ATO REGULATÓRIO: Consulta Pública MME Nº 176/2024

EMENTA: 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".

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

Contribuições iniciais e pontos relevantes para o debate desta consulta pública:

1. A ABSOLAR é a entidade nacional com foco no desenvolvimento da fonte solar fotovoltaica e de tecnologias sinérgicas na matriz elétrica do País, incluindo o armazenamento de energia elétrica e o hidrogênio verde. A associação é formada por empreendedores nacionais e internacionais, de todos os portes, com operações no Brasil.
2. A Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (“ABSOLAR”) parabeniza o Ministério de Minas e Energia pela iniciativa de promover a Consulta Pública nº 176 de 27 de setembro de 2024 (“CP nº 176/2024”), referente à minuta de Portaria Normativa para a realização do “Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência, por meio de sistemas de armazenamento, de 2025” (“LRCAP Armazenamento de 2025”). Esse movimento demonstra o compromisso do governo com a transparência e com a inclusão de múltiplas vozes no processo de regulamentação, especialmente em um tema crucial para o futuro energético do país.
3. A inclusão de novas tecnologias de forma agnóstica no mercado é uma abordagem muito salutar, pois permite que diferentes soluções sejam consideradas e integradas, promovendo um ambiente competitivo e inovador. A ABSOLAR reconhece a importância de discutir e aprimorar as diretrizes regulatórias, garantindo que o Brasil continue avançando em direção a um sistema elétrico-energético mais sustentável e eficiente, beneficiando tanto o setor quanto a sociedade como um todo.

Da natureza do produto

4. Inicialmente, é importante destacar que o mercado brasileiro de energia elétrica foi estruturado com base em pilares fundamentais, como o livre acesso ao Sistema Interligado Nacional (SIN), a modicidade tarifária, a segurança energética e a segurança operativa. A modicidade de tarifas e preços é alcançada através da regulação por incentivo nos serviços de distribuição e transmissão de energia elétrica, além do estímulo à competição na geração por meio de leilões regulados para contratação de energia para consumidores cativos e aquisição de reserva de capacidade. Ademais, a liberalização gradativa do mercado é promovida pela flexibilização das restrições de adesão ao Ambiente de Contratação Livre (ACL), garantindo um mercado mais acessível e competitivo.
5. No Art. 1º, a descrição do leilão para “fornecimento de energia elétrica, visando atender à necessidade de potência do SIN por meio da contratação de fontes de armazenamento de energia em baterias” se beneficiaria de maior clareza quanto aos possíveis arranjos de negócio. A ABSOLAR sugere que a redação seja revisada para especificar os pontos descritos nos tópicos a seguir.

6. Primeiramente, a fim de permitir a participação de: a) Sistemas de baterias de forma autônoma (standalone); b) Sistemas de baterias acoplados a projetos de geração existente, com sistema de medição independente; e c) Sistemas de baterias acoplados a projetos de geração nova, com sistema de medição independente.

7. A conclusão iminente da CP ANEEL nº 39/2023 e a regulação de sistemas de armazenamento autônomos não devem impedir a contratação de sistemas de armazenamentos vinculados a centrais geradoras renováveis, visto que esta estratégia implica elevado risco de atendimento de toda a demanda existente por meio das fontes termelétricas e hidrelétricas em futuros leilões, em regime de menor competição, impedindo o atendimento do interesse público em dispor de uma matriz de reserva de capacidade diversa e de menor custo de disponibilidade e de operação.

8. Neste ponto, cabe destacar que muitas vezes a finalização da regulação setorial para inserção de novas tecnologias foi realizada pela ANEEL após a publicação de diretrizes de leilões pelo MME, isto porque, a regulação deve se adequar ao modelo de negócio definido pelo MME. Este foi o caso das fontes eólica e solar fotovoltaica e da tecnologia de transmissão em corrente contínua.

9. De todo modo, para fins da outorga do novo empreendimento, com o intuito de evitar inseguranças ou incertezas quanto ao regime atribuído aos sistemas de baterias, sejam standalone ou acoplados a projetos de geração, compreende-se que deverá ser emitida por este MME no âmbito do leilão, atribuindo tratamento análogo a empreendimentos de geração, conforme competência disposta no art. 63 do Decreto nº 5.163 de 2004.

10. Vale notar que o consumidor só tem a ganhar com a participação dos novos produtos de armazenamento. Uma análise dos Preços da Liquidação das Diferenças (PLD) desde 2018 mostra que o custo médio de carregamento não difere substancialmente do custo da energia, no entanto, o risco é significativo. O consumidor poderá ser obrigado a pagar mais pela carga (que é mais lenta e consome mais energia) do que pela própria geração. O modelo híbrido (geração autônoma utilizada para a carga das baterias) não expõe o consumidor a riscos de PLD, além de oferecer uma energia sempre disponível e segura.

| | N | NE | SE | S |
|-----------------|---------|---------|---------|---------|
| Médio (R\$/MWh) | 160,40 | 163,07 | 180,03 | 181,44 |
| Mín | 40.16 | 40.16 | 40.16 | 40.16 |
| Máx | 1149.93 | 1149.93 | 1149.93 | 1149.93 |

Elaboração ENGENHO a partir de dados CCEE

11. O § 5º do Art. 10. Prevê que “a energia utilizada no carregamento e a injetada pelos sistemas de armazenamento de energia em baterias será liquidada no Mercado de Curto Prazo – MCP ao Preço da Liquidação das Diferenças – PLD, e a diferença será destinada ou custeada pela Conta de Potência para Reserva de Capacidade (CONCAP). Sugerimos pequena alteração na redação de forma a deixar claro que tanto o consumo para o carregamento da bateria quanto a injeção de energia serão, para fins de atendimento ao CRCAP, liquidados no MCP e totalmente assumidos pela CONCAP, dado que a decisão de carregar e/ou descarregar os sistemas ficará a critério exclusivo do ONS.

DA NATUREZA E ENQUADRAMENTO DOS EQUIPAMENTOS COMO INFRAESTRUTURA

12. O REIDI (Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura) e o enquadramento como projeto prioritário são importantes mecanismos para incentivar projetos de infraestrutura de diversos setores como transportes, portos, energia, entre outros. Considerando a importância deste leilão para o setor elétrico brasileiro e os benefícios ambientais e sociais relacionados, acreditamos ser fundamental que estes empreendimentos possam ser inseridos no REIDI e sejam enquadrados como prioritários, de maneira a atrair mais players, aumentando a competitividade do certame ao estimular o investimento, resultando em empreendimentos otimizados para o SEB.
13. Mais ainda, os equipamentos de armazenamento não se enquadram como consumidores ou geradores; apenas armazenam a energia para que possa ser utilizada em períodos mais convenientes. Assim, não recaem sobre as baterias encargos ou custos regulatórios associados aos consumidores ou geradores.

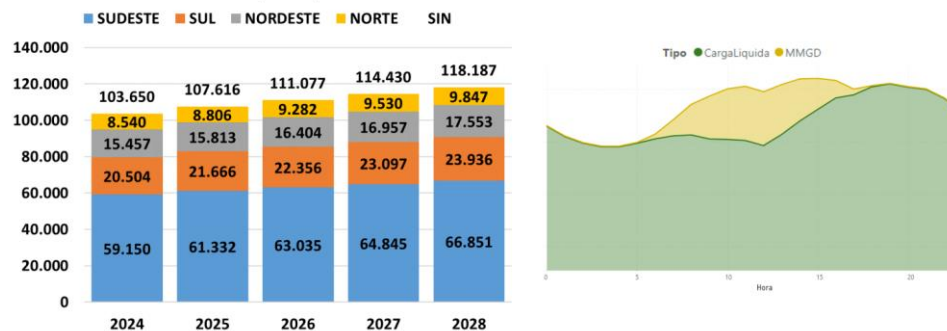
DOS CÁLCULOS DE MARGEM E TARIFAS DE TRANSMISSÃO

14. Devido à natureza das baterias, é necessário um tratamento adequado e específico. A ABSOLAR sugere que os cálculos da Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão ou Distribuição (TUST/TUSD) e da margem do ponto de conexão seja baseado em premissas realistas, refletindo a operação real do sistema, especialmente o despacho noturno durante o acionamento dos BESS.
15. Inclusive, em relação à TUST/D consumo, como o sistema de armazenamento de energia elétrica (SAE) é uma tecnologia que acaba retirando energia elétrica da rede para injetá-la em outro momento, existe a possibilidade de retirar os encargos da TUST e TUSD para estes sistemas. O

principal argumento aqui apresentado é a eliminação da dupla cobrança, por essa habilidade do BESS de deslocar a energia elétrica no tempo, apenas.

16. Os modelos de rede para realizar os cálculos da TUST/TUSD costumam representar uma utilização esperada/média da capacidade fotovoltaica (por exemplo, de 40% da capacidade em Minas Gerais, segundo a NT-ONS DPL 0074/2024. No entanto, as curvas do PEN-2024, aqui reproduzidas, mostram a ocorrência da ponta (e da necessidade de capacidade para atendê-la) durante a noite, quando não há geração fotovoltaica.

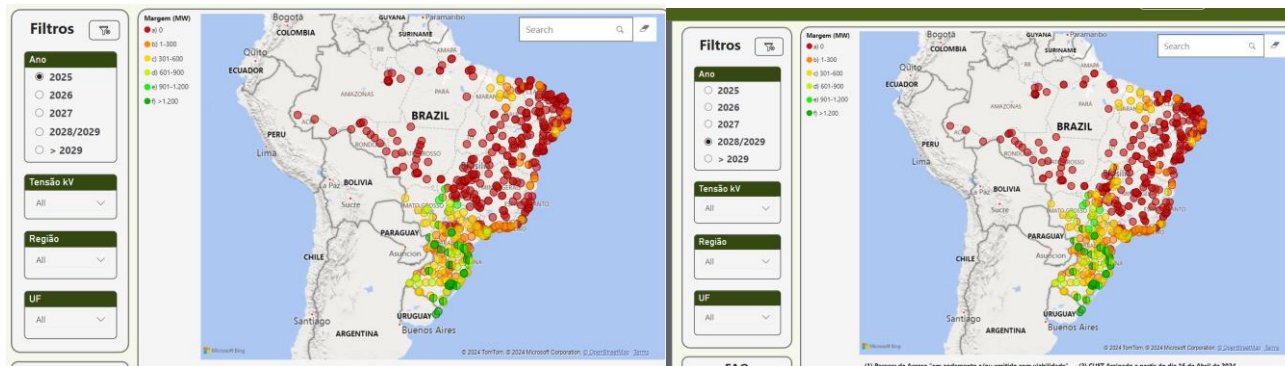
Máxima Demanda Anual Instantânea Coincidente (MW)



17. Assim, entendemos que os modelos de rede devem refletir essa realidade e calcular a TUST/TUSD e a margem de escoamento com sinal que permita modicidade na operação dos sistemas. Os cálculos da Consultoria Engenho com o modelo NODAL temos uma indicação que a TUST poderia ser reduzida em 28% no Nordeste e 32% em Minas Gerais, regiões exportadoras de energia.

18. A Portaria menciona estudos futuros, mas seria mais transparente se os critérios e cenários fossem divulgados previamente. Vale lembrar que o mapa de escoamentos, elaborado pelo ONS, mostra que não haveria escoamento para as regiões Norte e Nordeste em 2025 – e esse

constrangimento perdura até os anos de 2028-2029. Este cenário, verdadeiro apenas durante o dia, não reflete o nível de carregamento da rede no período noturno.



19. É importante notar ainda a modicidade tarifária: ao aproveitar a rede ociosa durante a noite (mesmo que congestionada durante o dia) o consumidor fica livre de possíveis expansões/reforços para acomodar as baterias.

DA DURAÇÃO DOS CONTRATOS

20. No Art. 10, inciso 1º, a Portaria propõe que o prazo de suprimento dos Contratos de Potência de Reserva de Capacidade para Potência – CRCAPs seja de dez anos.

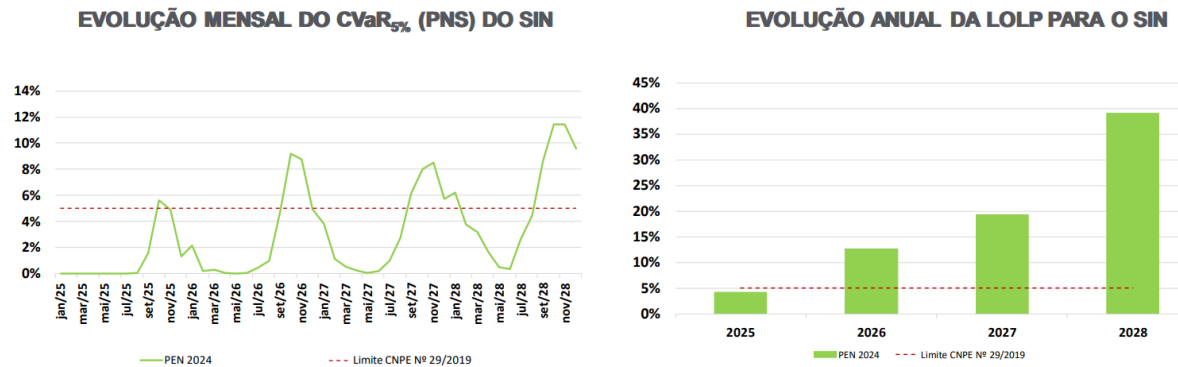
21. A vida útil (estado da arte) de um BESS de lítio, de 4h de duração realizando 1 ciclo/dia, é de 20 anos. Portanto, a duração do contrato proposta cobrirá apenas metade da vida útil do sistema. Este fato, juntamente com a incerteza relacionada a exposição ao mercado de 10 anos para o empreendimento (por exemplo: ausência de um mercado de serviços auxiliares competitivo, evolução incerta do mercado de energia etc.), levará a tarifas mais altas porque os empreendedores terão que pagar seu investimento em apenas 10 anos de contrato.

22. Para evitar custos extras para os sistemas, devido ao pagamento excessivo desses ativos, a ABSOLAR propõe estender a duração do contrato para 15 anos, em observância ao art. 5º, §1º do Decreto 10.707 de 2021.

DO INÍCIO DE SUPRIMENTO

23. O processo de mudança climática, com seus impactos diretos e indiretos na indústria, na regulação e nas preferências dos agentes de mercado, tem tornado a questão da segurança energética mais complexa e sutil. A segurança sistêmica não pode mais ser garantida apenas pela existência de excesso de capacidade instalada. O Sistema Elétrico exige agora, além de critérios de segurança para o suprimento de energia, e de capacidade de potência, flexibilidade operativa dos recursos de geração e transmissão.
24. A ABSOLAR concorda com o MME sobre a necessidade da contratação de capacidade para o SIN por meio da inserção de novas soluções de armazenamento de energia no Setor Elétrico Brasileiro. No entanto, o prazo de início de suprimento em 1º julho de 2029 não nos parece adequado visto que o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), no Plano de Expansão da Rede Básica (PEN) 2024, identificou a necessidade de requisitos de capacidade a partir de 2025, conforme o gráfico abaixo (retirado do relatório PEN 2024).

▶ AVALIAÇÃO ESTRUTURAL 2025-2028 Balanco de Potência



25. Os cálculos da Consultora Engenho confirmam essa tendência, apontando para a necessidade de adição de 3,5 GW de capacidade já em 2026 para atender aos critérios de segurança de suprimento de potência.

26. Considerando que o prazo usual de construção de um BESS de lítio, incluindo o tempo de fabricação e entrega, é de cerca de 2 anos, simultaneamente à capacidade de escoamento noturno, sugerimos a criação de três produtos

- a. Produto 1: Reserva de capacidade de Fonte renovável com BESS, com início de suprimento em julho de 2027,
- b. Produto 2: Reserva de capacidade de Fonte renovável com BESS, com início de suprimento em julho de 2028 e
- c. Produto 3: Reserva de capacidade de Fonte renovável com BESS, com início de suprimento em julho de 2029.

27. Além disso, sugerimos permitir a antecipação do início de suprimento sem a necessidade de dupla autorização pela ANEEL e CMSE, garantida a margem de escoamento, seguindo os mesmos moldes aplicados aos projetos de transmissão e atendendo à urgência do sistema. Mais ainda, é crucial que a confirmação de que esta possibilidade de antecipação seja conhecida para a definição da oferta dos agentes.

DAS PENALIDADES

28. A penalidade proposta no § 3º do Art. 5º parece inadequada, severa e desproporcional, além de redundante em relação às penalidades já estabelecidas no § 6º do Art. 10º, que abrangem todos os cenários de descumprimento das obrigações contratuais. Ademais, para garantir previsibilidade aos empreendedores sobre os riscos de participação no Leilão e permitir uma modelagem adequada do Lance de Receita Fixa, é necessário um maior detalhamento das penalidades no § 6º do Art. 10º, incluindo informações sobre o período de apuração, valores e frequência de pagamento das multas.

29. O § 5º do Art.5. prevê que “as ip - indisponibilidades programada do empreendimento deverão ocorrer em períodos previamente definidos pelo ONS”. Entendemos que os vendedores devem ter a prerrogativa de indicar o cronograma das indisponibilidades em função das características técnicas de seus equipamentos e de acordo com as orientações do fabricante. Adicionalmente, entendemos que as indisponibilidades programadas, respeitada a taxa declarada no âmbito do cadastramento, não devem ser objeto de perda de receita ou penalidades.

30. No § 4º do art. 10, é proposto que o Contrato de Reserva de Capacidade (CRCAP) inclua uma cláusula que impeça o agente vendedor de ser isento da obrigação de disponibilidade do produto reserva de potência devido à Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF) ou a Indisponibilidades Programadas (IP). No entanto, é razoável considerar que todos os equipamentos estão sujeitos a manutenções programadas e falhas imprevistas. Portanto, é importante permitir aos proponentes que declarem, no ato do cadastramento, suas taxas de TEIF e IP e que apenas as indisponibilidades acima das taxas declaradas sejam consideradas como não atendimento ao CRCAP e sujeitas às penalidades. Além disso, devem-se considerar exceções para Casos Fortuitos e de Força Maior.

31. É importante notar que, como a saída dos equipamentos para paradas forçadas ou programadas é uma realidade inevitável, o risco continua a existir, e essa exigência não protege o consumidor. O simples repasse do risco para o investidor levaria a um consequente repasse desses custos (multas, penalidades etc.) para o preço do produto. O consumidor ficaria com um produto mais caro e nem por isso mais confiável.

32. Sugerimos, portanto, a retirada da responsabilidade do investidor nos seguintes casos:

- ✓ Indisponibilidade Forçada, quando a Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada “TEIF” estiver dentro dos valores declarados previamente
- ✓ Constrained-off por restrições energéticas ou elétricas,
- ✓ Indisponibilidade dos sistemas de transmissão que não sejam de responsabilidade do proprietário do sistema de armazenamento,
- ✓ Motivos alheios à responsabilidade do proprietário da usina.
- ✓ Eventos fortuitos e força maior

DOS CICLOS DE CARGA/GERAÇÃO

33. O Art. 4º discorre sobre como poderão ocorrer os despachos do Operador Nacional do Sistema Elétrico “ONS”, e menciona de maneira sucinta que o tempo de recarga será garantido ao empreendedor. É importante que se esclareça como ocorrerão esses despachos e os momentos de recarga, para que o empreendedor possa conhecer melhor os riscos relacionados à operação dos empreendimentos.

34. A ABSOLAR propõe que os períodos de recarga possam ser sugeridos ao ONS pelo empreendedor. Dessa forma, em casos de empreendimentos que compartilhem o mesmo ponto de conexão com outras centrais geradoras, o empreendedor poderá coordenar a recarga

de modo a reduzir possíveis casos de constrained-off (ao transformar as baterias em uma carga no ponto onde há excedente de energia naquele momento), beneficiando todo o Setor Elétrico Brasileiro “SEB”.

35. O período de recarga deve estar previamente definido na programação diária, considerando uma potência para recarga máxima igual a potência contratada. Entretanto, o empreendedor deve ter a possibilidade de realizar a recarga com potência inferior à máxima por um período mais prolongado que o programado com o ONS. Sugerimos também que seja reservada uma quantidade de horas diariamente para a recarga das baterias, garantindo uma margem de tempo adequada para que o empreendedor consiga realizar a recarga.

36. Com o objetivo de conferir maior clareza às obrigações relacionadas com os despachos, propomos que seja definida uma quantidade máxima de horas por dia em que o empreendimento poderá ser despachado.

DA EFICIÊNCIA DOS EQUIPAMENTOS

37. É essencial o estabelecimento de um critério de eficiência mínima para a contratação de sistemas de armazenamento em baterias, para evitar que os consumidores arquem com custos elevados da ineficiência de equipamentos (associado, por exemplo, à diferença entre o consumo de energia para carregamento e a energia injetada de volta na rede). Eficiências baixas podem resultar em perdas significativas, prejudicando a viabilidade energética e econômica das baterias. Essa abordagem ajudaria a identificar a solução mais equilibrada entre eficiência e custos, beneficiando o consumidor.

38. Um dos parâmetros que deverão ser apresentados à EPE para o cadastramento é a eficiência de carga/descarga da bateria (“round-trip efficiency”), que representa o percentual de perdas no ciclo completo de carga e descarga. Entretanto, é possível que, eventualmente, fabricantes distintos podem usar critérios distintos para o cálculo dos respectivos percentuais de round-trip efficiency. É interessante a discussão da possibilidade de ser estabelecido um percentual mínimo deste indicador para futuros cadastramentos, com a correspondente definição da metodologia deste cálculo, de modo a evitar distorções na utilização de critérios distintos ou inadequados para a estimativa desse parâmetro. Adicionalmente, sugere-se avaliação acerca da necessidade de apresentação de declaração de certificadora independente que chancela o percentual de round-trip efficiency informado pelo fabricante.

39. Sugerimos ainda a construção de um histórico com as informações sobre a eficiência dos equipamentos de armazenamento, de forma a balizar a sua representação futura de forma realista e confiável.

DOS SERVIÇOS ANCILARES

40. Se um produto percebe várias fontes de renda, não necessita recuperar seu investimento em uma única receita. Se as BESS puderem vender outros tipos de serviços, e auferirem por eles uma receita, há um incentivo à modicidade no preço da receita fixa do leilão de capacidade. Assim, estamos de acordo com o Art. 11, que permite que sistemas de bateria prestem serviços ancilares, desde que não prejudiquem o atendimento ao CRCAP. Sugerimos incluir uma cláusula que assegure aos vendedores o recebimento das receitas desses serviços, além da Receita Fixa do CRCAP. Além disso, propomos permitir que os agentes carreguem e descarreguem as baterias por sua conta e risco, desde que isso não comprometa o atendimento ao CRCAP.

41. Ainda, o Art. 11, a Portaria trata da possibilidade dos sistemas de armazenamento prestarem serviços ancilares futuramente. É importante ratificar e limitar que o único serviço que os empreendimentos estarão obrigados a prestar são de disponibilidade de potência. A ABSOLAR concorda que os contratos devem prever a possibilidade de prestação de serviços ancilares no futuro, mas nesse caso deve ser facultativo a decisão do agente prestar esse serviço quando solicitado pelo ONS. O único serviço que os empreendimentos estarão obrigados a prestar são de disponibilidade de potência.

42. Entretanto, o item III do Art. 11º impede compensação financeira pelo risco de operação constrained-off. Isto, na prática, pode inviabilizar a venda dos serviços ancilares, já que o risco seria bastante alto. Esta restrição força a recuperação do custo do investimento exclusivamente pelo contrato do leilão, sem possibilidade de mitigação por outras receitas. Esse modelo onera o consumidor, encarece o produto contratado e desincentiva a eficiência do sistema, pois impede o uso de equipamentos já existentes para melhorar a segurança e qualidade do serviço.

43. Portanto, o risco do constrained-off não deve aplicar-se aos momentos em que o agente estiver sendo operado pelo ONS, seja na prestação de serviços ancilares ou na entrega de requisito de potência ao SIN. Isso possibilitará a oferta de um produto mais econômico e adequado ao sistema, incentivando a modicidade e a eficiência.

DO CADASTRAMENTO

44. Nos termos da minuta da Portaria e do Manual de Cadastramento da EPE divulgado, aplicam-se as exigências de apresentação de licenciamento ambiental e de estudos de impacto ambiental. No entanto, considerando se tratar de nova tecnologia que não possui clareza quanto aos critérios de licenciamento aplicáveis, tal exigência pode representar um gargalo ao cadastramento de projetos no Leilão e, com isso,

colocar em risco o sucesso do certame. Dessa forma, sugerimos o afastamento do inciso VIII do § 3º do Art. 4º da Portaria MME nº 102/2016 quanto ao presente tópico (semelhante ao que foi aplicado ao Procedimento Competitivo Simplificado de 2021).

45. Ainda nos termos das Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica publicados pela EPE, seria exigida a declaração, pelo empreendedor, de “ciência da proibição de implantação de centrais geradoras na Área de Desenvolvimento da Subestação – ADS,”. Compreende-se, no entanto, que tal regramento seria aplicado somente a centrais geradoras e não aos sistemas de armazenamentos, os quais poderiam ser instalados junto à subestação. Para fins de evitar quaisquer dúvidas, sugerimos a inclusão de redação prevendo expressamente que aos sistemas de armazenamento autônomo não são aplicáveis proibições de implantação em áreas de desenvolvimento de subestações.

46. Por fim, compreende-se que em virtude da nova tecnologia e da ausência de regras atuais quanto a conexão dos equipamentos, de forma similar à aplicada para a conexão na rede básica, deve-se flexibilizar a exigência de parecer de acesso para conexões à distribuidora.

47. A ABSOLAR recomenda uma revisão periódica da regulamentação, permitindo ajustes conforme o avanço da tecnologia e as mudanças no mercado. Essa flexibilidade regulatória pode garantir que a norma permaneça atualizada e alinhada às inovações.

48. Pelo exposto, apresentamos contribuição para adequação da redação da portaria e documentação de habilitação conforme Anexo I.

Com os nossos melhores cumprimentos,

Departamento Técnico Regulatório da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR)



Avenida Paulista, 1636, 10º andar, conjuntos 1001 e 1002
Bela Vista • São Paulo - SP • Brasil • CEP 01310-200
Telefone: +55 11 3197 4560

www.ABSOLAR.org.br

ANEXO I

Propostas da ABSOLAR de aprimoramento à minuta de Portaria contendo as 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.

| REDAÇÃO ORIGINAL | SUGESTÃO DE REDAÇÃO |
|---|---|
| <p>Art. 4º No LRCAP Armazenamento de 2025, será negociado o Produto Potência Armazenamento, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar novos sistemas de armazenamento de energia por meio de baterias.</p> | <p>Art. 4º No LRCAP Armazenamento de 2025, serão negociados os seguintes produtos de Potência Armazenamento, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar:</p> <p>I - Sistemas de Armazenamento Autônomos, no qual poderão participar novos sistemas de armazenamento de energia por meio de baterias conectados diretamente à rede elétrica;</p> <p>II - Sistemas de Armazenamento Integrantes de Geração, no qual poderão participar novos sistemas de armazenamento de energia por meio de baterias implantados em centrais de geração de energia elétrica existentes, e</p> <p>III - Sistemas de Armazenamento Integrantes de Geração, no qual poderão participar novos sistemas de armazenamento de energia por meio de baterias implantados em novas centrais de geração de energia elétrica.</p> |

§ 1º Os empreendimentos contratados no LRCAP Armazenamento de 2025 serão autorizados pelo Ministério de Minas e Energia mediante:

I - outorga de geração de energia elétrica mediante, no caso de Sistemas de Armazenamento Autônomo;

II - outorga de geração de energia elétrica mediante, no caso de Sistemas de Armazenamento integrante de nova central de geração;

III - alteração de características técnicas de outorga de central de geração, no caso de Sistemas de Armazenamento Integrantes de Geração existente.

(...)

§4º Serão estabelecidos montantes totais de Reserva de Capacidade específicos a serem contratados por categoria de empreendimento disposto nos incisos do art. 4º, de modo que o a competição no certame será realizada entre sistemas associados ao mesmo produto.

| | |
|--|--|
| | <p>§5° Aos empreendimentos compostos por novos sistemas de armazenamento de energia, de forma autônoma (standalone) ou por meio de baterias acoplados a projetos de geração nova, serão outorgadas autorizações pelo Ministério de Minas e Energia, conforme art. 60, II e 63 do Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2024, e sujeita à previsão de enquadramento no Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura - REIDI, regulamentado pelo Decreto nº 6.144, de 3 de julho de 2007.</p> |
| | <p>§ 6° Os períodos de recarga serão sugeridos ao ONS pelo empreendedor e estarão previamente definidos na programação diária.</p> <p>§7° Na definição da programação, será garantido uma quantidade máxima de horas por dia em que o empreendimento poderá ser despachado.</p> |
| <p>Artigo 5, § 5° As indisponibilidades programadas do empreendimento deverão ocorrer em períodos previamente acordados com o ONS, conforme definido nos CRCAPs e nos Procedimentos de Rede,</p> | <p>Artigo 5, § 5°. As indisponibilidades programadas do empreendimento deverão ocorrer em períodos previamente acordados com o ONS, sendo respeitados as taxas cadastradas no âmbito da habilitação conforme definido nos CRCAPs e nos</p> |

| | |
|---|---|
| <p>e, apenas neste caso, não estarão sujeitas à redução de receita de que trata o § 3º.</p> | <p>Procedimentos de Rede, e, apenas neste caso, não estarão sujeitas à redução de receita de que trata o § 3º. § 5º Não estarão sujeitas à redução de receita:</p> <p>I - Os desligamentos programados realizados em períodos previamente aprovados pelo ONS;</p> <p>II - A potência não entregue em decorrência de indisponibilidades de instalações alheias ao empreendimento;</p> <p>III - A potência não entregue em decorrência de caso fortuito, força-maior e excludentes de responsabilidade reconhecidos pelo ONS.</p> |
| <p>Artigo 7, I - que não atendam às condições para Cadastramento e Habilitação Técnica estabelecidas pela Portaria GM/MME nº 102, de 22 de março de 2016, e pelas Instruções complementares a serem publicadas pela EPE, observadas as demais condicionantes e exceções dispostas nesta Portaria Normativa;</p> | <p>Incluir Parágrafos:</p> <p>§1º Excepcionalmente para o LRCAP Armazenamento de 2025, fica dispensada a exigência de apresentação de licenciamento ambiental e estudos e relatório de impactos ambientais previstos no art. 4, §3º, VII e VIII da Portaria GM/MME nº 102, de 22 de março de 2016.</p> <p>§2º Não se aplicam restrições à implantação de sistemas de armazenamento autônomo</p> |

| | |
|---|---|
| | (standalone) em áreas de desenvolvimento da subestação. |
| Artigo 10, § 1º No LRCAP Armazenamento de 2025, serão negociados CRCAPs com prazo de suprimento de 10 (dez) anos | Artigo 10, § 1º No LRCAP Armazenamento de 2025, serão negociados CRCAPs com prazo de suprimento de 15 (quinze) anos |
| Artigo 10, § 2º O início de suprimento dos CRCAPs associados ao LRCAP Armazenamento de 2025 ocorrerá em 1º de julho de 2029. | <p>§ 2º O início de suprimento dos CRCAPs associados ao LRCAP Armazenamento de 2025 ocorrerá em:</p> <p>I - 1º de julho de 2027, para o Produto Potência Armazenamento 2027;</p> <p>II - 1º de julho de 2028, para o Produto Potência Armazenamento 2028;</p> <p>III - 1º de julho de 2029, para o Produto Potência Armazenamento 2029.</p> |
| <p>Artigo 10, § 4º</p> <p>I - o vendedor não estará isento da obrigação de disponibilidade de potência, mesmo que dentro do limite da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada - TEIF; e</p> | <p>Retirar os itens 1 e 2.</p> <p>Adicionar o texto:</p> <p>§ 4º Os CRCAPs deverão prever que o investidor estará isento de responsabilidades nos seguintes casos:</p> |

| | |
|---|---|
| <p>II - as Indisponibilidades Programadas - IP do empreendimento deverão ocorrer em períodos previamente acordados com o ONS, conforme definido nos Procedimentos de Rede.</p> | <p>I - Indisponibilidade Forçada, quando a Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada “TEIF” estiver dentro dos valores declarados previamente;</p> <p>II - Constrained-off por restrições energéticas ou elétricas;</p> <p>III - Indisponibilidade dos sistemas de transmissão que não sejam de responsabilidade do proprietário do sistema de armazenamento;</p> <p>IV - Motivos alheios à responsabilidade do proprietário da usina; e</p> <p>V - Eventos fortuitos e força maior.</p> |
| <p>Artigo 10, § 5º A energia utilizada no carregamento e a injetada pelos sistemas de armazenamento de energia em baterias será liquidada no Mercado de Curto Prazo - MCP ao Preço da Liquidação das Diferenças - PLD, e a diferença será destinada ou custeada pela Conta de Potência para Reserva de Capacidade - CONCAP.</p> | <p>Artigo 10, § 5º Para equipamentos autônomos, a energia injetada pelos sistemas de armazenamento de energia em baterias (custo de carregamento) será valorada a: 1) para sistemas standalone, preço da Liquidação das Diferenças ‘ PLD no mercado de curto prazo; 2) preço declarado do custo do carregamento para sistemas híbridos. A energia injetada pelas baterias ao sistema (ganho na descarga) será liquidada no Mercado de Curto Prazo - MCP ao Preço da Liquidação das Diferenças -</p> |

| | |
|---|---|
| | <p>PLD. A diferença entre o custo de carregamento e o ganho na descarga será destinada ou custeada pela Conta de Potência para Reserva de Capacidade - CONCAP.</p> <p>§ 6º Em qualquer caso serão considerados os tempos, consumos e injeções declarados pelos investidores.</p> <p>[renumeração de parágrafos seguintes]</p> |
| <p>Artigo 10, § 7º Os CRCAPs deverão prever a possibilidade de solicitação de antecipação da entrada em operação comercial, com consequente antecipação do início de suprimento do CRCAP junto à Aneel, condicionada à avaliação e concordância do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE para a nova data de início de suprimento, desde que sejam atendidas as seguintes condições:</p> <p>I - a existência de benefícios técnicos e/ou financeiros para o SIN da antecipação solicitada; e</p> <p>II - o atendimento aos requisitos sistêmicos para a entrada em operação comercial,</p> | <p>Artigo 10, § 7º Os CRCAPs deverão prever a possibilidade de permissão automática para a antecipação da entrada em operação comercial, com consequente antecipação do início de suprimento do CRCAP junto à Aneel, desde que se sejam atendidos os requisitos sistêmicos para a entrada em operação comercial, inclusive a disponibilidade de conexão na nova data de suprimento.</p> |

| | |
|---|--|
| <p>inclusive a disponibilidade de conexão na nova data de suprimento.</p> | |
| <p>Artigo 11 Os CRCAPs deverão prever que os sistemas de armazenamentos em baterias possam realizar a prestação de serviços ancilares, desde que:</p> | <p>Artigo 11 Os CRCAPs poderão prever que os sistemas de armazenamentos em baterias possam realizar a prestação de serviços ancilares, mas nesse caso deve ser facultativo a decisão do agente prestar esse serviço quando solicitado pelo ONS, observado que o único serviço que os empreendimentos estarão obrigados a prestar são de disponibilidade de potência.</p> |
| <p>Artigo 12.</p> <p>§ 1º Fica dispensada a apresentação do Parecer de Acesso ou documento equivalente, previstos no art. 4º, § 3º, inciso V, da Portaria GM/MME nº 102, de 22 de março de 2016, para os empreendimentos cuja potência elétrica será objeto de CRCAP, quando o Ponto de Conexão do Empreendimento ao SIN se enquadrar como Instalação de Rede Básica, Demais Instalações de Transmissão - DIT ou Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para</p> | <p>Incluir Parágrafo e renumeração dos seguintes:</p> <p>§2º Fica dispensada a apresentação do Parecer de Acesso ou documento equivalente, previstos no art. 4º, § 3º, inciso IV, da Portaria GM/MME nº 102, de 22 de março de 2016, para os empreendimentos cuja potência elétrica será objeto de CRCAP e se conectarão à rede de distribuição, sendo excepcionalmente exigido apenas o Orçamento Estimado emitido pela distribuidora, na qualidade de Documento de Acesso para o Leilão.</p> |

| | |
|---|---|
| <p>Conexão Compartilhada - ICG, nos termos do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998.</p> | |
| <p>Artigo 12, § 4º A Nota Técnica de Quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração prevista no art. 2º, inciso XVI, da Portaria GM/MME nº 444, de 25 de agosto de 2016, deverá ser publicada até , não se aplicando o prazo previsto no art. 3º, § 5º, da Portaria GM/MME nº 444, de 25 de agosto de 2016.</p> | <p>Adicionar o texto</p> <p>Artigo 12, § 4º A Nota Técnica de Quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração prevista no art. 2º, inciso XVI, da Portaria GM/MME nº 444, de 25 de agosto de 2016, deverá ser publicada até , não se aplicando o prazo previsto no art. 3º, § 5º, da Portaria GM/MME nº 444, de 25 de agosto de 2016, de modo que o cálculo desta capacidade remanescente deverá contemplar as reais horas de ponta projetadas para o horizonte posterior a 2016, claramente definidas no estudo, e compatíveis com os Estudos PEN do ONS.</p> |
| <p>Artigo 12, § 8º O cálculo da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração será realizado considerando os cenários energéticos que foram utilizados pela EPE e o ONS para a definição do déficit de ponta.</p> | <p>Adicionar claramente os horários e despacho definidos</p> |

| | |
|--|--|
| <p>Artigo 12, § 9º A Nota Técnica de Metodologia, Premissas e Critérios para a Definição da Capacidade Remanescente do SIN Para Escoamento de Geração pela Rede Básica, DIT e ICG deverá conter o detalhamento do cenário de que trata o § 8º.</p> | <p>9º A Nota Técnica de Metodologia, Premissas e Critérios para a Definição da Capacidade Remanescente do SIN Para Escoamento de Geração pela Rede Básica, DIT e ICG deverá ser publicada 60 dias após a publicação desta portaria contendo o detalhamento do cenário de que trata o § 8º.</p> |
| <p>(...) Art. 13 O Edital deverá conter os requisitos técnicos de conexão ao sistema de transmissão para os sistemas de armazenamento por baterias, conforme Nota Técnica a ser elaborada pelo ONS.</p> | <p>(...) Art. 13 O Edital deverá conter os requisitos técnicos de conexão ao sistema de transmissão e de distribuição para os sistemas de armazenamento por baterias, conforme Nota Técnica a ser elaborada pelo ONS.</p> |

