

**CARTA Nº 520/2024**

São Paulo, 28 de outubro de 2024

Ao Sr. **ALEXANDRE SILVEIRA DE OLIVEIRA**

Ministro de Minas e Energia

C/C Ao(s)

**Sr. ARTHUR CERQUEIRA VALERIO**

Secretário Executivo do Ministério de Minas e Energia

**Sr. TIAGO BARRAL FERREIRA**

Secretário Nacional de Transição Energética e Planejamento do Ministério de Minas e Energia

Ao Sr. **GENTIL NOGUEIRA DE SÁ JUNIOR**

Secretário Nacional de Energia Elétrica do Ministério de Minas e Energia

**ASSUNTO:** Consulta Pública MME nº 176, de 26 de setembro de 2024

Prezado(s),

1. A G2A Consultores, respeitosamente expressa seu reconhecimento ao Ministério de Minas e Energia pela iniciativa de realizar a Consulta Pública nº 176, que trata do "Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência, por meio de sistemas de armazenamento, de 2025 - LRCAP Armazenamento de 2025". Este passo evidencia o compromisso governamental com a transparência e a participação de todos os agentes interessados em um tema tão caro ao futuro energético do Brasil.
2. A incorporação de novas tecnologias de forma agnóstica no mercado permite a utilização de diferentes soluções, promovendo um ambiente competitivo, eficiente e inovador.
3. Sendo assim, apresentamos a seguir nossas contribuições devidamente justificadas:

### **Do produto e da contratação**

4. 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" deve ser mais clara sobre os arranjos de negócio. A G2A sugere que seja permitida a participação de: i) sistemas de baterias autônomos, ii) sistemas de baterias acoplados a projetos de geração existente e iii) sistemas de baterias acoplados a projetos de geração nova, com sistemas de medição independentes e todos os casos.

5. O § 1º do Art 10 prevê que o prazo de suprimento dos Contratos de Potência de Reserva de Capacidade (CRCAPs) seja de dez anos; ocorre que a vida útil de um sistema de armazenamento de energia com baterias de lítio (BESS) está em 6000 ciclos, o que representa quase o dobro do prazo do contrato, considerando 1 acionamento diário. Essa limitação, combinada com a incerteza do mercado para os 10 anos restantes, como a falta de um mercado competitivo de serviços auxiliares, resultará em tarifas ineficientes, visto que o empreendedor terá que recuperar seu investimento em apenas 10 anos. Para evitar tal ineficiência a G2A propõe estender a duração do contrato para 15 anos, visto que este é limite estabelecido no §1º do art. 5º do Decreto nº 10.707 de 2021.
6. O § 2º do Art 10 prevê que o início do suprimento seja 1º de julho de 2029; fato incoerente as projeções do Operador Nacional do Sistema (ONS), que no Plano de Expansão da Rede Básica (PEN) 2024, identificou a necessidade de contratação adicional de capacidade a partir de 2025; e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no Plano decenal de 2034, em out/24, indica a contratação a partir do 3º Trimestre de 2027.
7. Considerando os dados de mercados internacionais, e experiência de dos principais agentes interessados a implantação de um sistema de armazenamento de energia com baterias de lítio para venda de requisito de capacidade varia de 15 a 24 meses, a G2A sugere criação de dois seguintes produtos: i) Produto 1, com início de suprimento em 1º julho de 2027; ii) Produto 2, com início de suprimento em 1º julho de 2028; e iii) Produto 3, com início de suprimento em 1º julho de 2029.
8. 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 alteração na redação de forma a deixar claro que tanto o consumo para o carregamento da bateria quanto a injeção de energia serão 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.
9. Por fim, o § 7º do Art 10 prevê anuência dupla autorização (ANEEL e CMSE) para a antecipação da entrada em operação comercial; a G2A propõe que desde que haja margem de escoamento tal qual ocorre em projetos de transmissão, seja garantindo a possibilidade de antecipação para os agentes possam considerar a antecipação para garantir lances mais competitivos.

## **Do enquadramento do agente**

10. Dada a natureza das baterias, é necessário um tratamento adequado na definição das tarifas de usos de rede aplicáveis. Uma vez que o agente detentor das baterias existe para prestar serviços ao SIN, na visão da G2A este agente deve usufruir do mesmo tratamento destinado a um agente de geração.
11. Outro ponto importante é a previsão de caracterizar o agente como projeto de infraestrutura permitindo assim o acesso aos benefícios conferidos pelo § 1º do art. 1º da Lei nº 11.478, de 2007, (Fundo de Investimentos em Participações em Infraestrutura – FIP IE) e no art. 2º da Lei nº 11.488, de 2007, (Regime Especial de Incentivo para o Desenvolvimento da Infraestrutura – REIDI) e no art. 2º da Lei nº 12.431, de 2011

(debêntures de infraestrutura incentivadas), acreditamos desta forma estes empreendimentos possam ser competitivos no certame, resultando em custos otimizados da operação do SIN.

12. Diante do exposto, consideramos oportuno oferecer previsão expressa nesta Portaria de Diretrizes tal enquadramento.

## **Das Penalidades e Eficiência da Contratação**

13. O § 3º do Art. 5º prevê penalidade de redução da receita fixa, na visão da G2A desproporcional, e redundante às penalidades estabelecidas no § 6º do Art. 10º, que cobrem todos os cenários de descumprimento contratual. Para garantir uma modelagem adequada sugerimos detalhar as penalidades no § 6º do Art. 10º, incluindo informações sobre período de apuração, valores e frequência de pagamento das multas e supressão do § 3º do Art. 5º.
14. O § 5º do Art. 5º estabelece que as Indisponibilidades Programadas (IP) devem ocorrer em períodos previamente acordados com o ONS. No entanto, o agente deve ter a prerrogativa de indicar o cronograma de indisponibilidades de cada projeto baseado nas características técnicas de seus equipamentos e orientações do fabricante. No Entendimento da G2A as indisponibilidades programadas, desde que respeitada a taxa declarada no cadastramento, não devem resultar em perda de receita ou penalidades.
15. No item i do § 4º do Art. 10, propõe-se que o CRCAP inclua uma cláusula que impeça a isenção do agente vendedor caso incorra em TEIF mesmo que declarado. É razoável permitir o TEIF declarado no cadastramento, não seja penalizada. Devem ainda ser consideradas exceções para Casos Fortuitos e de Força Maior.
16. Dado que paradas forçadas são inevitáveis, o risco persiste, e a transferência desse risco ao investidor pode resultar em custos mais altos para o consumidor. Portanto, sugerimos:
  - a. Quando a TEIF estiver dentro dos valores declarados, não reflita em redução de receita
  - b. Não seja imposto ao agente o ônus quando verificado Constrained-off por restrições energéticas ou elétricas;
  - c. Não seja imposto ao agente o ônus por motivos alheios à sua responsabilidade;
  - d. Não seja imposto ao agente os ônus em casos fortuitos e de força maior.
17. Uma vez que a alocação do risco de aquisição de energia ficou à cargo da Conta de Potência para Reserva de Capacidade (CONCAP), é crucial que o MME defina critérios objetivos para avaliar a eficiência do agente. Na visão da G2A o parâmetro Round-Trip Efficiency (RTE) é o mais indicado para medir a eficiência global dos sistemas no ponto de conexão.
18. Entendemos que os empreendedores devam declarar o RTE do projeto no momento da habilitação, que deve levar em consideração a metodologia da NBR IEC 62933-2-1 de 07/2023. Visando a transparência após o início de operação os agentes devem submeter os dados aferidos à EPE seguindo um protocolo específico.
19. Ademais no entendimento da G2A o risco do constrained-off não se aplica aos momentos em que o agente está sendo operado pelo ONS, seja na prestação de serviços ancilares ou na entrega de requisito de potência ao SIN. Sendo incoerente incluir tal sobre custo na oferta dos serviços listados.

## DO CADASTRAMENTO

20. O Manual de Cadastramento da EPE, exige a apresentação de licenciamento ambiental compatível com as características técnicas do projeto e com a etapa do projeto para fins de habilitação do projeto. É importante ressaltar que o licenciamento ambiental é competência dos órgãos ambientais e a exigência deve ser tal qual estabelecido em legislação ambiental. Considerando que a tecnologia não possui legislação aplicáveis, tal exigência pode representar um entrave ao cadastramento de projetos no Leilão. Desta forma sugerimos que a exigência seja retirada do processo de habilitação, restando a obrigação para a liberação do início de operação comercial do agente.
21. Uma vez apresentadas as justificativas acima, apresentamos contribuição para adequação da redação da portaria e documentação de habilitação conforme tabela “de-para”:

TEXTO ORIGINAL	TEXTO SUGERIDO
Art. 1º Fica estabelecido, nos termos desta Portaria Normativa, 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, denominado "Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência, por meio de sistemas de armazenamento, de 2025 – LRCAP Armazenamento de 2025".	
Parágrafo único. O Leilão tem o objetivo de garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, com vistas ao atendimento à necessidade de potência requerida pelo SIN, por meio da contratação de fontes de armazenamento de energia em baterias.  (...)	<p>§ 1º O Leilão tem o objetivo de garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, com vistas ao atendimento à necessidade de potência requerida pelo SIN, por meio da contratação de fontes de armazenamento de energia em baterias.</p> <p>§ 2º Os agentes contratados na forma dos produtos estabelecidos no art. 4º, dada necessidade sistêmica dos serviços e o interesse público serão considerados projetos de infraestrutura de energia elétrica, inclusive para o enquadramento no § 1º do art. 1º da Lei nº 11.478, de 29 de maio de 2007, e no art. 2º da Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, e no art. 2º da Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011.</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>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 novos sistemas de armazenamento de energia por meio de baterias:</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>

	<p>§ 1º Os empreendimentos contratados no LRCAP Armazenamento de 2025 serão autorizados pelo Ministério de Minas e Energia mediante:</p> <p>I - outorga de geração de energia elétrica mediante, no caso de Sistemas de Armazenamento Autônomo;</p> <p>II - outorga de geração de energia elétrica mediante, no caso de Sistemas de Armazenamento integrante de nova central de geração</p> <p>III - alteração de características técnicas de outorga de central de geração, no caso de Sistemas de Armazenamento Integrantes de Geração existente.</p>
§ 1º Os empreendimentos contratados no LRCAP Armazenamento de 2025 deverão atender à totalidade dos despachos definidos na programação diária e em tempo real estabelecida pelo ONS.	§ <del>1º</del> 2º Os empreendimentos contratados no LRCAP Armazenamento de 2025 deverão atender à totalidade dos despachos definidos na programação diária e em tempo real estabelecida pelo ONS, <b>por meio das baterias conforme evidenciado por sistema de medição dedicado..</b>
§ 2º O compromisso de entrega da disponibilidade de potência máxima é igual a 4 (quatro) horas diárias, conforme definição do ONS durante etapa de programação diária ou operação em tempo real, ficando garantido o tempo de recarga do empreendimento.	§ <del>2º</del> 3º O compromisso de entrega da disponibilidade de potência máxima é igual a 4 (quatro) horas diárias, conforme definição do ONS durante etapa de programação diária ou operação em tempo real, ficando garantido o tempo de recarga do empreendimento
§ 3º Por conveniência operativa, o ONS poderá despachar o recurso por mais de 4 horas diárias com potência em valores proporcionalmente inferiores à disponibilidade máxima.	§ 4º Os despachos para atendimento às necessidades de potência do ONS deverão: I – Ser previamente definidos na programação diária II – Respeitar a disponibilidade máxima de potência contratada (MW) III- Respeitar a disponibilidade máxima de energia armazenada diária (MWh), de modo que, por conveniência operativa seja atendida entre 4 horas á 6 horas por despacho diário.
Art. 5º (...) § 2º Fica alocado ao empreendedor o risco relativo à incerteza de despacho do seu empreendimento pelo ONS, inclusive no que se refere à quantidade de partidas e paradas, bem como ao tempo de operação e à quantidade de energia produzida.	Art. 5º (...) § 2º Fica alocado ao empreendedor o risco relativo à incerteza de despacho do seu empreendimento pelo ONS, inclusive no que se refere à quantidade de partidas e paradas, bem como ao tempo de operação e à quantidade de energia produzida, <b>ficando garantido o tempo de recarga do empreendimento.</b>
§ 3º Sem prejuízo da aplicação de penalidades e de outros mecanismos de redução da receita fixa definidos pela Aneel, a não entrega da potência requerida pelo ONS, quando do despacho para atendimento de potência, implicará a redução percentual de 1% (um por cento) da parcela mensal de que trata o caput para cada hora, aplicada de forma proporcional ao montante de potência não entregue, ficando a redução total limitada a 30% (trinta por cento) para cada mês de apuração	<del>§ 3º Sem prejuízo da aplicação de penalidades e de outros mecanismos de redução da receita fixa definidos pela Aneel, a não entrega da potência requerida pelo ONS, quando do despacho para atendimento de potência, implicará a redução percentual de 1% (um por cento) da parcela mensal de que trata o caput para cada hora, aplicada de forma proporcional ao montante de potência não entregue, ficando a redução total limitada a 30% (trinta por cento) para cada mês de apuração</del>
§ 4º A classificação do despacho para atendimento às necessidades de potência será realizada pelo ONS, conforme critérios a serem definidos nos Procedimentos de Rede.	<del>§ 4º A classificação do despacho para atendimento às necessidades de potência será realizada pelo ONS, conforme critérios a serem definidos nos Procedimentos de Rede.</del>
§ 5º As indisponibilidades programadas do empreendimento deverão ocorrer em períodos previamente acordados com o ONS, conforme definido nos CRCAPs e nos Procedimentos	<del>§ 5º</del> 4º As indisponibilidades programadas do empreendimento deverão ocorrer em períodos previamente acordados com o ONS, <b>sendo respeitados as taxas cadastradas no âmbito da habilitação -conforme definido</b>

<p>de Rede, e, apenas neste caso, não estarão sujeitas à redução de receita de que trata o § 3º.</p>	<p><del>nos CRCAPs e nos Procedimentos de Rede, e, apenas neste caso, não estarão sujeitas à redução de receita de que trata o § 3º.</del></p> <p>§ 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>”</p>
<p>Art. 6º (...)</p>	
<p>Nova inserção</p>	<p>§ 3º O agente fica dispensada da obrigação de apresentação de licenças ambientais e de relatórios e estudos de impactos ambientais, na fase de habilitação, por conta e risco do empreendedor, que deve providenciar licença para o liberação da operação comercial do empreendimento.</p>
<p>Nova inserção</p>	<p>§ 4º Não se aplica a restrição de implantação de centrais de geração na área de Desenvolvimento de Subestações – ADS a Sistema Armazenamento Autônomo.</p>
<p>Nova inserção</p>	<p>§ 5º Poderão ser cadastrados e habilitados projetos de sistemas de armazenamento conectados a instalações não integrantes da rede de supervisão do ONS, inclusive da rede de distribuição.</p>
<p>Art. 7º(...)</p>	<p>Art. 7º(...)</p>
<p>Nova inserção</p>	<p>VI – Cujas eficiência do ciclo completo de carga e descarga (round-trip-efficiency), considerando a totalidade de perdas e de consumo interno até o ponto de conexão com a rede elétrica, seja inferior a XX% (texto por extenso).</p>
<p>Nova inserção</p>	<p>Parágrafo único. No caso de “Sistemas Integrantes de Geração”, a margem de escoamento será apurada considerando o Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão e de Distribuição – MUST/MUSD contratado pelo empreendimento, não considerando o despacho simultâneo da central geradora e do sistema de armazenamento.</p>
<p>Art. 8º A disponibilidade de potência dos empreendimentos candidatos será calculada utilizando metodologia a ser definida pela EPE.</p>	
<p>Parágrafo único. Para o cálculo da disponibilidade de potência dos empreendimentos de sistemas de armazenamento de energia em baterias candidatos, será considerada a disponibilidade máxima do sistema de baterias, utilizados os parâmetros do projeto a ser habilitado tecnicamente pela EPE.</p>	<p>Parágrafo único. Para o cálculo da disponibilidade de potência dos empreendimentos de sistemas de armazenamento de energia em baterias candidatos, será considerada a disponibilidade máxima do sistema de baterias, utilizados os parâmetros do projeto a ser habilitado tecnicamente pela EPE, observado o disposto no § 4º do art. 10º sobre a alocação do risco de indisponibilidades ao empreendedor.</p>
<p>Art. 9º A EPE deverá realizar eventuais adequações às instruções de cadastramento e habilitação de modo a contemplar sistemas de armazenamento de energia em baterias, podendo estabelecer requisitos específicos para autonomia, eficiência energética, vida útil, entre outros.</p>	<p>Art. 9º A EPE deverá realizar eventuais adequações às instruções de cadastramento e habilitação de modo a contemplar sistemas de armazenamento de energia em baterias, <del>podendo estabelecer requisitos específicos para autonomia, eficiência energética, vida útil, entre outros.</del></p>
<p>Art. 10º. § 1º No LRCAP Armazenamento de 2025, serão negociados CRCAPs com prazo de suprimento de 10 (dez) anos</p>	<p>Art 10º. § 1º No LRCAP Armazenamento de 2025, serão negociados CRCAPs com prazo de suprimento de 15 (quinze ) anos</p>

<p>§ 2º O início de suprimento dos CRCAPs associados ao LRCAP Armazenamento de 2025 ocorrerá em 1º de julho de 2029</p>	<p>§ 2º O início de suprimento dos CRCAPs associados ao LRCAP Armazenamento de 2025 ocorrerá <del>em 1º de julho de 2029:</del></p> <p>a) 1º de julho de 2027 para o produto 1</p> <p>b) 1º de julho de 2028 para o produto 2</p> <p>c) 1º de julho de 2029 para o produto 3</p>
<p>(...)</p> <p>§ 4º Os CRCAPs deverão prever que:</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>I - o vendedor não estará isento da obrigação de disponibilidade de potência, mesmo que dentro do limite da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada – TEIF, <b>ressalvadas as hipóteses de caso fortuito, força maior e excludente de responsabilidade;</b> e</p>
<p>§ 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>§ 5º A energia utilizada no carregamento e a injetada pelos sistemas de armazenamento de energia em baterias <b>para atendimento do CRCAP</b> 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>§ 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>§ 7º Os CRCAPs deverão prever a possibilidade <b>permissão automática para a de</b> <del>solicitação de antecipação da</del> entrada em operação comercial, <del>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,</del> desde que sejam atendidas as seguintes condições:</p>
<p>Nova inserção</p>	<p><b>III – a indicação prévia de data de necessidade sistêmica pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE</b></p>
<p>§ 8º (...)</p>	
<p>Nova inserção</p>	<p>§ 9º Os ajustes a serem promovidos pela ANEEL na forma de contratação do uso do Sistema de Transmissão nas Regras de Transmissão para fins de apuração dos serviços e encargos do uso da transmissão deverão:</p> <p>I – Incentivar a implantação de Sistemas de Armazenamento Autônomos junto a carga de energia elétrica;</p> <p>II – Assegurar que não haja tarifação em duplicidade pelo uso dos sistemas de transmissão e de distribuição; e</p> <p>III – Possibilitar a otimização do MUST, a exemplo do que ocorre com usinas de geração híbridas e associadas no caso de Sistema de Armazenamento Integrantes de Geração</p>
<p>Art. 11. Os CRCAPs deverão prever que os sistemas de armazenamento em baterias possam realizar a prestação de serviços ancilares, desde que:</p>	<p>Art. 11. Os CRCAPs deverão prever que os sistemas de armazenamento em baterias possam, <b>assegurado o empilhamento de receitas,</b> realizar a prestação de serviços ancilares <b>ou comercializar energia elétrica por sua conta e risco,</b> desde que:</p>
<p>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;</p>	<p><del>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;</del></p> <p><b>I – Não haja qualquer prejuízo às obrigações assumidas no âmbito do CRCAP;</b></p>
<p>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</p>	<p><del>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</del></p> <p><b>II - Os despachos e carregamentos associados às atividades de serviços ancilares não comprometam o CRCAP ou a intenção do agente em comercializar outros produtos ao SIN</b></p>

<p>III - na inviabilidade de descarregamento, total ou parcial, do sistema de armazenamento, por restrições energéticas ou elétricas, não haverá compensação financeira por constrained-off.</p>	<p><del>III – na inviabilidade de descarregamento, total ou parcial, do sistema de armazenamento, por restrições energéticas ou elétricas, não haverá compensação financeira por constrained-off.</del></p>
<p>Nova inserção</p>	<p>§ 1º - Na inviabilidade de descarregamento, total ou parcial, do sistema de armazenamento, por restrições energéticas ou elétricas, não haverá compensação financeira por <i>constrained-off</i> para a atividade de comercialização de energia.</p>
<p>Art. 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>Art. 12. (...) § 4º A Nota Técnica de Quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento da <b>Reserva de capacidade Geração</b> prevista no art. 2º, inciso XVI, da Portaria GM/MME nº 444, de 25 de agosto de 2016, deverá ser publicada até <b>60 (sessenta) dias a publicação desta Portaria</b>, não se aplicando o prazo previsto no art. 3º, § 5º, da Portaria GM/MME nº 444, de 25 de agosto de 2016.</p>
<p>§ 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>Art. 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>(...) Nova inserção</p>	<p>II – a simulação dos Sistemas de Armazenamento Autônomo como carga, nos horários de maior geração solar fotovoltaica, e como geração nos horários de ponta; III – a simulação dos Sistemas de Armazenamento Integrantes de Geração como consumo interno de carga própria da central de geração</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 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 <b>deverá ser publicada 60 dias após a publicação desta portaria</b> 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 <b>e de distribuição</b> para os sistemas de armazenamento por baterias, conforme Nota Técnica a ser elaborada pelo ONS.</p>

22. Sendo o que tínhamos para contribuir no momento, reservando a possibilidade de ajustes e complementação na contribuição no prazo regulamentar, nos colocamos à disposição para eventuais esclarecimentos.