

Consulta Pública MME nº 160/2024

Diretrizes do Leilão de Reserva de Capacidade de 2024

A Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica – ABRAGE cumprimenta este Ministério pela instauração de Consulta Pública para oportunizar a apresentação de contribuições à minuta de Portaria contendo as Diretrizes para a realização do Leilão para Contratação de Potência Elétrica, denominado “Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2024 - LRCAP de 2024”.

Em especial, a ABRAGE reconhece o avanço realizado e parabeniza este Ministério, destacando que a efetiva e significativa contratação de recursos para o “produto potência hidrelétrica” será medida histórica na evolução do sistema elétrico brasileiro.

Trata-se de oportunidade para o país ampliar sua capacidade de geração para atendimento a requisitos de segurança do suprimento por meio de incremento de capacidade instalada em hidrelétricas de grande porte existentes, estruturas que agregam incontáveis recursos para a operação segura do Sistema Interligado Nacional.

Registra-se que há mais de uma década, o Brasil não contrata nova capacidade instalada em hidrelétricas de grande porte, deixando, portanto, de ampliar a utilização de uma fonte renovável, limpa e que agrega atributos excepcionais e essenciais para a sustentabilidade do setor elétrico brasileiro tanto nos aspectos de garantia da segurança da operação quanto nos aspectos de modicidade tarifária.

Destaca-se também que, o aumento da capacidade instalada de usinas hidrelétrica existentes a ser viabilizado por essa licitação, maximizará a exploração dos potenciais hidrelétricos existentes; aumentará a eficiência energética das usinas; levará a desenvolvimento de inovações tecnológicas; promoverá a indústria nacional; contribuirá com aumento de emprego e renda no país; e aumentará a disponibilidade de recursos de potência ao Sistema Interligado Nacional com reduzidos ou mesmo insignificantes impactos ambientais.

A respeito da minuta de portaria de diretrizes do LRCAP de 2024 apresentamos a seguir nossas contribuições:

1. Do Cálculo da Garantia Física das UHEs participantes do Leilão

Embora não seja o principal objeto do LRCAP, que visa o incremento de potência ao sistema, a dimensão energia pode possuir, a depender do caso concreto, papel crucial na viabilização da ampliação das usinas e otimização dos lances de remuneração por potência (R\$/ano) no Leilão.

Esse fator torna-se mais relevante para as hidrelétricas cuja ampliação de capacidade resulta em aumento relevante da energia gerada.

No quesito energia, nota-se lapso de isonomia entre as fontes no disposto pelo Art. 7º do Anexo da Portaria 774, que estabelece o cálculo da Garantia Física apenas para a fonte termelétrica para participar do Leilão, a saber:

*“Art. 7º Para fins de **participação no LRCAP de 2024, a garantia física de energia dos empreendimentos de geração termelétrica será calculada, conforme a metodologia definida na Portaria nº 101/GM/MME, de 22 de março de 2016.**” (grifos nossos)*

Nessa toada, sem conhecer o acréscimo de Garantia Física, o empreendedor hidrelétrico participante do Leilão terá de assumir riscos relativos ao lastro energético do seu projeto, que pode não ser confirmado no cálculo oficial e frustrar receita com a venda de energia ou, ainda, inviabilizar a sua participação no certame em função da incerteza associada ao tema.

Destacamos não ser necessário imputar tal risco às usinas hidrelétricas, uma vez que a nova Garantia Física da usina pode ser calculada antes da realização do Leilão, tal como já definido para a fonte termelétrica e, de praxe, feito noutros leilões de energia.

Diante do exposto, solicitamos que seja incluído na Portaria com as diretrizes do Leilão um dispositivo para divulgação do cálculo de Garantia Física adicional das usinas hidrelétricas, novas ou existentes, com ampliação de capacidade, que participarem do certame.

Além disso, entendemos que a garantia física deve ser calculada conforme metodologia estabelecida na Portaria MME nº 406, de 16 de outubro de 2017.

Ainda que o volume seja residual, haverá um pequeno volume de lastro agregado ao sistema. A energia deverá, conforme já previsto no Decreto 2.655/1998, ser destinada ao MRE, dispondo o gerador do lastro para livre negociação.

2. Da Apuração da Disponibilidade das UHEs após o Leilão

Conforme [EPE-DEE-IT-017/2024-r0](#), documento disponibilizado na CP 160/2024, a capacidade de potência hidrelétrica a ser comercializada no LRCAP 2024, $CapTotComercializada_{usina}$, limitar-se-á a equação:

$$FDispCap_{sistema}^{anoRef} \times PotAdicionada_{usina}$$

“Onde:

$FDispCap_{subistema}^{anoRef}$: é o fator de disponibilidade de capacidade anual do subsistema a que a usina pertence”;

$PotAdicionada_{usina}$: é a potência adicionada ao SIN, proveniente de modernização e/ou repotenciação do empreendimento hidrelétrico com acréscimo de capacidade instalada, em MW.”

Nesse cálculo feito pela EPE, que seleciona os 5% cenários de maior criticidade no atendimento à demanda, são capturadas diversas restrições com destaque para a consideração do risco de escassez do recurso hídrico, conforme trecho da EPE-DEE-IT-017/2024-r0:

“Nesta abordagem, ao selecionar os cenários de maior criticidade de suprimento do SIN para estabelecimento do Fator de Disponibilidade de Capacidade, permite-se capturar as seguintes características:

- a) Escassez é vista de forma sistêmica, pois são selecionados cenários de criticidade do ponto de vista do SIN, e não de um único recurso;
- b) Reconhece-se a relevância do **recurso hídrico para o atendimento ao requisito de capacidade**;
- c) As restrições de intercâmbio são percebidas, pois a simulação considera os limites de exportação e importação dos subsistemas;
- d) Reduz-se o risco de não **haver disponibilidade de recursos hídrico** para garantir o compromisso de entrega do produto comercializado, inclusive em situação de escassez hídrica.” (grifos nossos)

Por sua vez, a minuta de Portaria, objeto da CP 160, estabelece a apuração do desempenho operativo da hidrelétrica, a saber:

“Art. 5º Pela disponibilidade da potência contratada, o titular do empreendimento fará jus à receita fixa, em R\$/ano, a ser paga em doze parcelas mensais, as **quais poderão ser reduzidas conforme a apuração do desempenho operativo em meses anteriores**.

...

§ 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.

§ 3º Sem prejuízo da aplicação de penalidades e de outros mecanismos de redução da receita fixa definidos pela Aneel:

...

II – a indisponibilidade de unidade geradora hidrelétrica implicará a redução mínima de cinco por cento da parcela mensal de que trata o caput para cada hora de indisponibilidade, ficando a redução total limitada a cinquenta por cento para cada mês de apuração.

§ 4º As indisponibilidades programadas do empreendimento deverão ocorrer em períodos previamente definidos pelo ONS, conforme regulação da Aneel, e, apenas neste caso, não estarão sujeitas a redução de receita de que trata o § 3º.” (grifos nossos)

a. Da Consideração da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF)

Na minuta de diretrizes do Leilão, conforme inciso II do § 3º do Art. 5º, toda indisponibilidade forçada será penalizada no mínimo em 5% da receita por cada hora. Denota-se que essa proposta é revestida de inexecutabilidade, vejamos. A própria regulação reconhece determinado percentual de falha forçada de unidades geradores por faixa de potência das máquinas, i.e., a Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF). Na apuração da disponibilidade para fins do MRA/FID do agente de geração aplica-se a penalidade quando as indisponibilidades apuradas (ex-post) ultrapassam (piores) que as taxas de referência (TEIF e IP).

Assim, as diretrizes iniciais colocadas na CP 160/2024 representam uma inovação regulatória que, por sua vez, além de imputar riscos relevantes aos geradores participantes na apuração da disponibilidade, se torna inexecutável. Como qualquer unidade geradora nova ou existente, são esperadas falhas ao longo da sua vida útil.

Conforme documento “Revisão dos Valores de Referência de Indisponibilidade Forçada - TEIF e Programada - IP de Usinas Hidrelétricas”, publicado pela EPE e ANEEL, a TEIF varia de 1,638% a 3,115%. Admitindo-se despacho constante para as hidrelétricas, o que não é uma premissa irrazoável, considerando o exposto, a expectativa de horas de indisponibilidade forçada por mês é de 12 a 23 horas, o que levaria a uma **redução de receita permanentemente em 50% por todo o prazo do contrato!** Por exemplo, considerando uma TEIF da ordem de 3% temos, em média, que a unidade geradora ficará indisponível em cerca de 21 horas em um mês. Esse período, denota-se, ultrapassa as 10h de ponta por mês mencionado nos documentos que subsidiam o LRCAP 2024.

Ademais, ao contrário de turbinas térmicas de relativo pequeno porte, quando comparado a turbinas hidráulicas das expansões possível no setor elétrico, indisponibilidades nestas turbinas hidráulicas podem exigir com mais frequência tempo esperado maior de parada.

A desconsideração de qualquer tolerância em relação à indisponibilidade forçada (que não é controlável pelo agente e somente pode ser mitigada com boas práticas de manutenção preventiva) representa uma dupla penalização dado que o índice de referência foi utilizado como fator redutor no cálculo da disponibilidade de potência a ser ofertada como consta do Informe Técnico EPE-DEE-IT-017/2024-r0).

$$\begin{aligned} & \text{Disponibilidade Máxima Potência}_{\text{unidade, msc, crs}} \\ & = P_{\text{inst}, \text{unidade}} \times (1 - \text{TEIF}_{\text{unidade}}) \times (1 - \text{IF}_{\text{unidade}}) \times \left(\frac{h_{\text{unidade, msc, crs}}}{h_{\text{ef}, \text{unidade}}} \right)^B \end{aligned} \quad (3)$$

Da forma como colocado nas diretrizes, a penalização por qualquer indisponibilidade forçada representa risco relevante para a hidrelétrica participante do Leilão. A fim de equilibrar o risco associado ao cumprimento do despacho na ponta, sugerimos que a penalidade seja condicionada a ocorrência de indisponibilidade forçada superior aos índices regulatórios de TEIF. Para tanto, sugerimos nova redação do inciso II do parágrafo § 3º do Art. 5º com exclusão do inciso I do parágrafo § 4º do Art. 12, a seguir:

“Art. 5º

§ 1º A apuração do desempenho operativo **e contratual** será realizada em base mensal, observando-se a efetiva disponibilidade **apurada através da taxa equivalente de indisponibilidade programada – TEIP e da taxa equivalente de indisponibilidade forçada apurada – TEIFa** e, para empreendimentos termelétricos, os requisitos mínimos de flexibilidade operativa de que trata o inciso V do art. 9º desta Portaria Normativa.

§ 3º Sem prejuízo da aplicação de penalidades e de outros mecanismos de redução da receita fixa definidos pela Aneel:

...

II – **Para unidade geradora hidrelétrica, objeto da ampliação, com indisponibilidade superior ao seu TEIF e TEIP de referência, publicados nas portarias de cálculo ou revisão de garantia física do Ministério de Minas e Energia, a indisponibilidade ~~de unidade geradora hidrelétrica~~ implicará a redução mínima de cinco por cento da parcela mensal de que trata**

o caput para cada hora de indisponibilidade, ficando a redução total limitada a cinquenta por cento para cada mês de apuração.

Art. 12º [...]

§ 4º Os CRCAPs deverão prever que:

~~*—o vendedor não estará isento da obrigação de disponibilidade de potência, mesmo que dentro do limite da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF)”*~~

Desta forma, sugere-se que não sejam consideradas as horas de parada forçada como passíveis de penalidade, desde que respeitada a franquia anual do TEIF. A penalidade de 5% seria aplicável somente a eventos de falhas em unidade geradoras que já tenham excedido a TEIF de referência, que é publicada em portarias de cálculo e revisão de garantia física do Ministério de Minas e Energia.

Ademais, a ABRAGE sugere a alteração do texto do parágrafo § º do Art. 5º para que a redação apresente de forma clara que a penalidade associada ao LRCAP esteja restrita à indisponibilidade apurada de potência das unidades geradoras objeto do leilão, que ultrapasse a indisponibilidade de referência.

b. Da Programação das Paradas para Manutenção

A minuta das diretrizes para o LRCAP prevê que as indisponibilidades programadas em períodos previamente definidos pelo ONS não ensejarão a redução na receita fixa a ser auferida pelo agente que logrou êxito no leilão. A ABRAGE recomenda que o MME discipline o critério que será adotado pelo ONS para definir os períodos de indisponibilidade programada. De forma a garantir a antecedência necessária para que os agentes se programem e contratem as manutenções, sugere-se a seguinte redação:

“Art. 5º [...]

~~*§ 5º O ONS divulgará, com antecedência mínima de 1 (um) mês, as horas críticas de atendimento à ponta do sistema.*~~

~~*§ 6º As indisponibilidades programadas serão definidas até o dia 30 de novembro do ano anterior.*~~

~~*§ 7º Quaisquer solicitações de alteração do período acordado de paradas programadas poderão ser aceitas desde que haja a concordância da outra parte.*~~

c. Da Definição da Programação e Número de Horas Críticas

Ainda, é importante a definição dos períodos diários de ponta nos quais as novas unidades geradoras da usina hidrelétrica ampliada deverão estar disponíveis. Esta informação subsidiará a mensuração dos riscos a que o empreendedor hidrelétrico estará sujeito. Assim, para fins de apuração da disponibilidade tratada no LRCAP 2024, sugerimos que o ONS sinalize, de forma ex-ante, as horas de ponta do sistema com objetivo de incentivar o aumento de disponibilidade das unidades geradoras nos momentos críticos de atendimento à ponta do sistema. Sugerimos uma antecedência de 1 mês, conforme segue:

“Art. 5º

...

§ 5º. O ONS divulgará, com antecedência mínima de 1 (um) mês, as horas críticas de atendimento à ponta do sistema.”

Adicionalmente, a ABRAGE defende que o produto de disponibilização de potência das hidrelétricas deveria ser de até 4 horas diárias em potência máxima e não de disponibilização integral desta potência máxima durante 24 horas por dia, conforme nota técnica EPE-DEE-NT-050/2023-R0. Estes geradores adicionais só deverão ser acionados para atendimento nos momentos mais críticos do sistema a serem definidos em despacho do ONS, respeitando a limitação temporal acima citada.

Contudo, caso o produto hidrelétrico final seja de disponibilidade integral das 24 horas diárias, solicita-se que seja retirada da apuração da Disponibilidade Máxima de Potência, para fins de cálculo do Fator de Disponibilidade de Capacidade, a variável TEIF, para que não haja dupla penalização ao empreendedor.

3. Da Metodologia do Cálculo do Fator de Disponibilidade de Capacidade para Hidrelétricas

Observa-se que não foram disponibilizados os resultados da metodologia com fatores de Disponibilidade de Capacidade por Subsistema na EPE-DEE-IT-017/2024-r0, sendo importante a divulgação dos resultados antes da fase de habilitação ao Leilão.

Também solicitamos que seja divulgada a quantidade de horas críticas por mês e esclarecido antecipadamente qual *deck* oficial será utilizado para a apuração da disponibilidade de potência das UHEs. Solicitamos também esclarecer, se o ano de referência para o cálculo da disponibilidade de potência será o ano de início de suprimento do produto do leilão, (ex-ante ou ex-post).

Aproveitamos a oportunidade para solicitar que seja disponibilizada uma ferramenta de fácil uso dos agentes para obtenção das parcelas de cálculo da disponibilidade de potência. Assim, a simetria de informações traz isonomia ao setor, possibilitando a todos agentes hidrelétricos calcularem seus números a partir de uma mesma base, assim como ocorre na garantia física, por exemplo.

Por fim, para o cálculo da EPE da contribuição de potência da UHE sugerimos que sejam consideradas as restrições ambientais ordinárias tais como vazões sanitárias e normativos vigentes de controle de vazão na bacia, apartadas das restrições não estruturais:

“Art. 6º,,,,,

Parágrafo único. Para fins de cálculo da contribuição de potência da usina hidrelétrica, de que trata o Caput, serão considerados apenas as restrições ambientais de carácter estrutural”.

4. Do Descasamento entre prazo final de outorga e CRCAP

Aproximadamente 1GW de oferta de poços vazios encontra-se nesta situação com outorgas findando durante o CRCAP. Inclusive, parte das usinas desse grupo contam com estruturas completamente implementadas, sendo assim, participantes essenciais para promover maior competição no certame, no sentido da modicidade tarifária. Com o maior número de ofertas há também aumento no potencial deságio dos produtos no certame fator que terá forte rebatimento nos preços e, por conseguinte, no encargo pagos por todos os consumidores.

Para dar tratamento a questão apresentada, a ABRAGE sugere a inclusão de dispositivo na minuta de portaria que preveja a possibilidade de pagamento do resultado econômico previsto no CRCAP não auferido pelo agente em caso de término da outorga. Desse modo, os valores ainda não recebidos pelo agente seriam trazidos ao valor presente da receita líquida do contrato firmado no certame descontado da taxa regulatória e considerando os custos operacionais regulatórios do ativo para os anos restantes do contrato. Naturalmente, na hipótese de licitação da usina ao término da outorga, o pagamento poderia ser feito pelo novo concessionário, uma vez que ele se beneficiaria da receita proveniente do LRCAP.

Destaca-se que a Lei nº 10.848/04 delega, em seu Art. 3º-A, § 1º,, a responsabilidade de definir “a forma, prazos e as condições da contratação” ao regulamento, de forma ser plenamente possível incluir a redação proposta à Portaria.

Desta forma, esta Associação propõe a seguinte redação:

“Art. 12. Caberá à Aneel elaborar o Edital, seus Anexos e os respectivos CRCAPs, bem como adotar as medidas necessárias para a promoção do LRCAP de 2024.

(...)

§ 9º O Edital e os CRCAPs do Produto Potência Hidrelétrica deverão prever cláusula em que, na hipótese do término da outorga vigente do empreendimento preceder o término do CRCAP, consideradas eventuais extensões ou prorrogações do prazo da outorga, o vendedor poderá exercer a opção de

receber, ao final da outorga, em parcela única, o valor presente do fluxo de caixa futuro proveniente do CRCAP, considerando:

- a) a receita fixa negociada pelo vendedor;*
- b) os custos elencados nas alíneas “b” a “f” do Art. 12, § 3º, inciso II, associados exclusivamente à expansão de capacidade negociada no certame;*
- c) o período entre o término da outorga e o término do CRCAP;*
- d) a taxa regulatória de remuneração do capital, condizente com o nível de risco do negócio, a ser calculada pela Aneel e definida no Edital e no CRCAP.*

§ 10. O Edital e os CRCAPs do Produto Potência Hidrelétrica deverão prever que, na hipótese do término da outorga vigente do empreendimento preceder o término do CRCAP, consideradas eventuais extensões ou prorrogações do prazo da outorga, o novo titular da outorga assumirá todos os direitos e deveres do CRCAP.”

5. Do Início do Suprimento de Potência

Os prazos de implantação das hidrelétricas são geralmente maiores que das outras fontes de geração. Para o início de suprimento de potência em janeiro de 2028 os vencedores do Leilão em agosto de 2024 terão 40 meses para todo processo que envolve os estudos, contratação dos fornecedores, liberação das licenças ambientais e realização da obra e entrada em operação da unidade geradora.

Os projetos de modernização se diferem em cada caso. Há usinas com infraestrutura preparada para recebimento de novas unidades geradoras, que poderão até solicitar a antecipação da entrada em operação comercial. Para projetos mais complexos, que exigem eventualmente até o ensecamento temporário do reservatório, esse prazo é considerado desafiador pela engenharia necessária.

Sendo assim, sugerimos postergar o início de suprimento para **1º de julho de 2028** do Produto Hidrelétrico 2028, sem, contudo, comprometer a disponibilidade de potência nos períodos de ponta do segundo semestre (período mais crítico do sistema).

Poderia ser adotado um mecanismo semelhante à transmissão que possui no contrato de concessão uma data para entrada em operação comercial e uma data de necessidade, a partir da qual a transmissora poderá entrar em operação comercial e fazer jus ao recebimento de receita. Os equipamentos turbina, gerador e transformador elevador são fabricados sob demanda, não existindo um produto pronto e padronizado. Cada usina requer um projeto específico e ensaios em

modelo reduzido que demandam longo tempo para elaboração. O tempo de fabricação para este tipo de equipamento é longo, razão pela qual faz-se necessário um maior prazo para início de suprimento do produto hidrelétrico.

Ademais, é importante que os CRCAPs prevejam a possibilidade de solicitação de antecipação da entrada em operação comercial, com consequente antecipação do início de suprimento do CRCAP junto à Aneel.

Com relação ao Produto Potência Hidrelétrica 2028, a antecipação se demonstra uma oportunidade ao ONS em dispor de potência adicional no 2º semestre de 2027, principalmente por se tratar de uma fonte com CVU nulo.

Permitir a antecipação do Produto Potência Hidrelétrica 2028 até **1º de julho de 2027**, sem a necessária concordância do CMSE, representa uma alternativa para eventual atraso na entrega do Produto I (Potência Termelétrica 2027) ou qualquer descasamento entre a necessidade de potência indicada x necessária.

A medida ainda produz sinal econômico positivo que pode contribuir para redução do encargo de potência estimulando a eficiência e o planejamento no setor.

6. Da Garantia de Acesso para Usina participante do Leilão

Considerando o cenário dinâmico das margens de escoamento, faz-se necessário que o empreendedor conheça as condições previstas para seu acesso. Desta forma o deck e a metodologia do cálculo da margem específica para o LRCAP 2024 deverão ser disponibilizados em prazo suficiente para que o agente siga com o processo de acesso até a data de realização do certame. As notas técnicas sobre Capacidade Remanescente da rede serão fundamentais para as condições de acesso e participação das usinas no LRCAP 2024. Sendo assim, solicitamos a divulgação das datas prováveis (expectativa) de publicação dos seguintes documentos citados na Portaria 774, para as quais sugerimos antecedência de:

- 90 dias do Leilão para a “Nota Técnica de Metodologia, Premissas e Critérios para a Definição da Capacidade Remanescente” (Art. 15, § 9º)
- 75 dias do Leilão para a “Nota Técnica de Quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração” (Art. 15, § 4º)

Ainda sobre a Margem remanescente, a NOTA TÉCNICA Nº 37/2024/DPOG/SNTEP dispõe:

3.41. No que se refere à adoção de margens remanescentes de escoamento do SIN como critério de classificação para o Leilão, permanece a preocupação do LRCAP de 2021, relacionada aos riscos de que empreendimentos que venham a se sagrar vencedores do certame possam vir a ter sua entrega de energia e potência restringidas por gargalos nos sistemas de transmissão ou de distribuição. Nesse sentido, propõe-se a utilização de cenário energético empregados pela EPE e pelo ONS para a definição do **déficit de ponta**, portanto, condizente com as condições que motivaram o acionamento da potência contratada.

[...]

3.83. A minuta de portaria de diretrizes propõe ainda que sejam adotadas margens remanescentes de escoamento do SIN como critério de classificação dos certames.

3.84. Quanto à utilização das margens de escoamento remanescentes do SIN como um critério para a classificação no Leilão, a preocupação anteriormente expressa pelo LRCAP de 2021 se mantém, evidenciando os riscos de restrições na entrega de energia e potência para os projetos vencedores, devido a possíveis limitações nas redes de transmissão ou distribuição. Diante disso, sugere-se a adoção de cenários energéticos elaborados pela EPE e pelo ONS na determinação do **déficit de ponta**, refletindo assim as condições que justificam o despacho da potência contratada.

A ABRAGE solicita que o MME informe como o “déficit de ponta” será utilizado no cálculo da margem remanescente”.

Em relação a habilitação dos projetos para o LRCAP 2024, esta associação sugere que seja possível a realização de melhorias no ponto de conexão visando a adequação do projeto aos critérios do Leilão.

a. Do CUST e Parecer de Acesso

Identificamos que a assinatura do CUST anterior ao Leilão é requerida para o LRCAP 2024 conforme minuta de Portaria de Diretrizes, Art. 8º, § 5º, a saber:

§ 5º Os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão - CUST ou os Contratos de Uso do Sistema de Distribuição - CUSD deverão ser apresentados à EPE em até setenta e cinco dias, antes da realização do Leilão, sob pena de não serem considerados para fins de Habilitação Técnica.

Compreendendo que a inclusão da previsão de apresentação do CUST/D em etapa anterior à realização do Leilão decorre da recém aprovada inversão de fase operacionalizada por meio da REN ANEEL nº 1.069/2023, manifestamos discordância da imposição da aludida obrigação.

Neste sentido, cumpre destacar que, na ampla maioria dos casos, a viabilidade da ampliação dos empreendimentos hidrelétricos, alvo do Produto III e do novo Produto IV ora proposto, passa pelo sucesso no referido certame, não sendo desejável a celebração de aditivos e/ou novos contratos de conexão em reflexo de tal ampliação sob pena de frustração da expectativa de conexão quando da fixação dos vencedores.

Destaca-se que a inversão trazida pelo novo regulamento tem por objetivo acirrar o comprometimento dos geradores dedicados ao mercado livre com a efetiva implantação dos empreendimentos, o que, no cenário regulado, já ocorre por outros fatores.

A supressão do dispositivo visa, portanto, garantir a assertividade nas contratações da rede, mantida a obrigação de assinatura de CUST/D e seus aditivos apenas após a realização do Leilão, evitados desdobramentos indesejáveis da imposição proposta.

Caso haja a necessidade de celebração de novos CUSTs, os instrumentos contratuais devem ser celebrados pelos vencedores em data posterior ao certame, ou no limite, que sejam celebrados aditivados com cláusulas prevendo a manutenção de todas as condições contratadas anteriormente (montante de uso do sistema de transmissão, por exemplo), caso o empreendedor não se sagre vencedor no certame.

Do exposto, solicitamos nova redação ao § 5º do Art. 8º:

§ 5º Para as usinas existentes que não ampliarão a capacidade instalada, os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão - CUST ou os Contratos de Uso do Sistema de Distribuição - CUSD deverão ser apresentados à EPE em até setenta e cinco dias, antes da realização do Leilão, sob pena de não serem considerados para fins de Habilitação Técnica.

Adicionalmente, solicitamos que seja apresentada, antes do Edital do Leilão, a proposta de fluxo de solicitação de acesso junto ao ONS pela usina participante do LRCAP 2024.

b. Critério para cálculo de Quantitativo de Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração

No que tange aos aprimoramentos e recomendações cabíveis ao procedimento de Cálculo do Quantitativo de Capacidade Remanescente do SIN, fazemos referência inicial ao documento NT-ONS DPL 0102/2021/EPE-DEE-RE-101-r0/2021, que estabeleceu os critérios para a definição da

capacidade remanescente do SIN para escoamento de geração pela rede básica, DIT e ICG para o LRCAP/2021. À ocasião, o critério de confiabilidade N-1 foi adotado no caso de linhas de transmissão e transformadores da Rede Básica e de fronteira.

Destacamos, porém, a evolução da avaliação de viabilidade do acesso, como segue.

Em meados de 2015, com a simultaneidade da entrada em operação dos empreendimentos vencedores dos leilões A-5/2011, A-5/2012, LER e LEN/2013, foi flexibilizada a condição N-1, permitida a possibilidade de entrada em operação da geração mediante implantação de Sistemas Especiais de Proteção - SEPs, até a entrada de soluções estruturais que eliminassem eventuais restrições.

A partir de 2022, em cenário de forte expansão da geração para atendimento ao mercado livre, no intuito de viabilizar a integração da maior quantidade de geração possível, o ONS passou a emitir Parecer de Acesso com restrição total ou parcial em condição normal de operação, considerando ainda a possibilidade de Parecer Viável Condicionado, vinculando a injeção à entrada em operação de soluções estruturais identificadas em relatório R1.

A partir da publicação da Resolução Normativa Aneel nº 1.069/2023, houve nova flexibilização na análise de acesso conforme fluxograma divulgado no SINTEGRE/ONS em 05/02/2024. Passou-se a considerar a existência de solução estrutural publicada no POTEE; havendo essa solução, usinas com restrição de geração em regime normal obtém "Parecer de Acesso Viável Condicionado" e usinas sem restrição de geração em regime normal obtém "Parecer de Acesso Viável com Restrições de Geração Parcial ou Total", conforme fluxograma abaixo.

AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE DO ACESSO

FLUXOGRAMA PROPOSTO

(1) O problema requer restrições de geração durante o regime normal de operação, seja devido a problemas em N, ou em N-1 com a necessidade de restrição prévia na geração, como por exemplo nos casos de colapso de tensão em N-1

(2) Em condições normais de operação, não há necessidade de restrições no sistema, possibilitando com segurança a implementação de ações automáticas em N-1

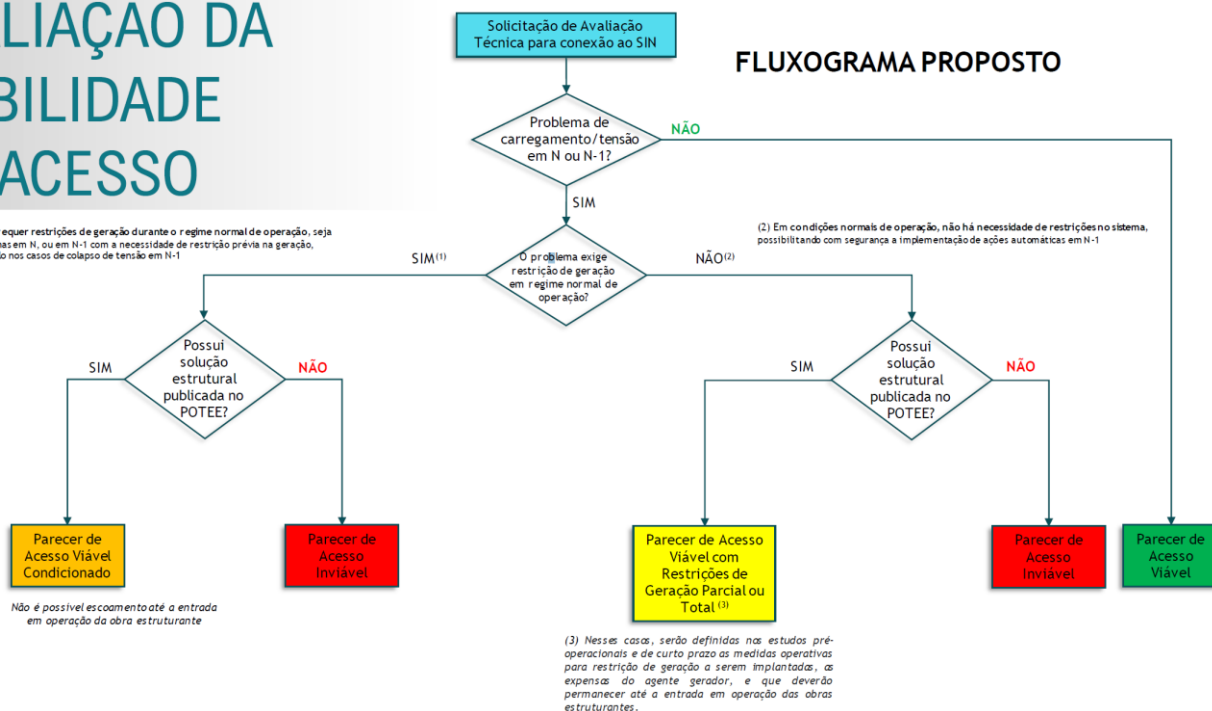


Figura Fluxograma Viabilidade do Acesso. Fonte: ONS (05/02/2024)

Dessa forma, propomos que os critérios supracitados de avaliação da margem de escoamento sejam aplicados também às usinas participantes LRCAP 2024. Destacamos que a proposta aumentará a concorrência no Leilão e, conseqüentemente, à modicidade tarifária.

Assim, mesmo com problemas de carregamento/tensão em critério N ou N-1, o empreendimento candidato ao Leilão deverá ser habilitado caso a solução de reforço ou ampliação esteja licitada ou publicada no POTEE.

Adicionalmente, dos 175 empreendimentos que foram contemplados com margem extraordinária, conforme diretriz estabelecida na REN 1.065/2023, os quais totalizam 7,9 GW de potência, estima-se que um percentual razoável não aportou as garantias necessárias ao CUST. Não é razoável que esses empreendimentos sejam considerados no cálculo de quantitativo de capacidade remanescente do SIN para escoamento de geração.

Desta forma, entende-se que as propostas apresentadas priorizam promover transparência e isonomia o despacho de usinas participantes do LERCAP 2024 (as quais garantem lastro e flexibilidade ao sistema) para o cálculo de margem no processo do leilão esperado ao novo LRCAP, e tornando a concessão de acesso mais equânime entre as fontes os ambientes de contratação e, permitindo a habilitação de empreendimentos com margem de escoamento sem comprometimento à integridade da rede.

7. Da Participação das UHEs Prorrogadas ou Licitadas nos termos da Lei nº 12.783

Conforme o disposto no § 1º do art. 4º da Lei 12.783/2013, as garantias físicas de energia e de potência oriundas da ampliação de usina hidrelétrica com concessão prorrogada serão distribuídas em cotas, conforme negritoado abaixo:

“Art. 4º O poder concedente poderá autorizar, conforme regulamento, plano de metas, investimentos, expansão e ampliação de usinas hidroelétricas cujas concessões forem prorrogadas nos termos desta Lei, observado o princípio da modicidade tarifária. (Redação dada pela Lei nº 13.360, de 2016)

§ 1º A garantia física de energia e potência da ampliação de que trata o caput será distribuída em cotas, observado o disposto no inciso II do § 1º do art. 1º.

§ 2º Os investimentos realizados para a ampliação de que trata o caput serão considerados nos processos tarifários.”

Desse modo, tanto o texto do artigo quanto sua disposição na Lei, em capítulo específico sobre a prorrogação de concessões, trazem entendimento de que se trata de usinas cotistas com suas concessões prorrogadas.

Por sua vez, o art. 8º da Lei 12.783/2013, trata especificamente da licitação de usinas hidrelétricas cotistas não prorrogadas. Assim, as regras aplicáveis às usinas hidrelétricas cotistas licitadas são estabelecidas a partir desse artigo, criando uma distinção legal entre cotistas prorrogadas e licitadas.

Desse modo, tem-se que os dispositivos relativos às usinas hidrelétricas cotistas prorrogadas, constantes do Capítulo I da Lei 12.783/2013, aplicam-se às usinas hidrelétricas cotistas licitadas quando expressamente referenciados. Isso ocorre, por exemplo, com os §§ 1º ao 6º do art. 1º, mencionados do § 3º do art. 8º:

§ 3º Aplica-se o disposto nos §§ 1º ao 6º do art. 1º às outorgas decorrentes de licitações de empreendimentos de geração de que trata o caput, o disposto no parágrafo único do art. 6º, às concessões de transmissão, e o disposto no art. 7º, às concessões de distribuição.

No entanto, entende-se que não há, para o art. 4º, previsão semelhante a essa. Logo, não há obrigatoriedade de que toda garantia física de energia e potência advinda de ampliação das usinas hidrelétricas licitadas nos termos da Lei 12.783/2013 seja distribuída em cotas, inexistindo, desse modo, óbice legal para a aplicação à ampliação de usinas hidrelétricas cotistas licitadas de regras diferenciadas daquelas estabelecidas para as usinas hidrelétricas cotistas prorrogadas.

Em complemento, observa-se que as alterações realizadas na Lei 12.783/2013 para viabilizar a licitação das concessões que não foram prorrogadas (em especial pela MP nº 688/2015) acabaram criando uma grande distinção entre as usinas prorrogadas e as licitadas, em que se destaca o pagamento de bônus de outorga pelo concessionário e a possibilidade de comercializar até 30% da garantia física no Ambiente de Contratação Livre – ACL para as concessões licitadas.

Tal diferenciação foi citada pela Procuradoria Federal junto à ANEEL por meio do Parecer nº 00725/2015/PFANEEL/PGF/AGU, quando da análise do Edital de Leilão nº 12/2015:

“18. Em outras palavras, são potenciais para os quais já existem usinas construídas, de onde se extrai a existência de um risco menor na assunção da obrigação, perante o Poder Público, de explorar os referidos potenciais, se comparados com potenciais para cuja exploração seria necessária a prévia construção do empreendimento. No entanto, como não se trata de prorrogação de outorgas já existentes, conquanto as usinas já estejam construídas, as outorgas que forem concedidas com o resultado do leilão serão outorgas novas. (g.n.)”.

Nada obstante, quando sobrevieram as regulamentações da Lei 12.783/2013 pelo Poder Executivo, a despeito de a Lei não exigir, nota-se que houve, por opção do Poder Concedente, o tratamento igualitário entre licitadas e prorrogadas em diversos pontos. No que concerne à ampliação das usinas hidrelétricas, vale ressaltar o disposto no art. 2º da Portaria MME 418/2013, que estabelece regras semelhantes às do art. 4º da Lei 12.783/2013, tanto para as usinas hidrelétricas cotistas prorrogadas quanto para as usinas hidrelétricas cotistas licitadas:

“Art. 2º A critério do Ministério de Minas e Energia, as Usinas Hidrelétricas cujas concessões foram prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 2013, poderão ser ampliadas, condicionadas à alocação de cotas de garantia física de energia e de potência do empreendimento às concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, do Sistema Interligado Nacional - SIN.

§ 1º A iniciativa para ampliação da concessão poderá ser do concessionário de geração ou por determinação do Poder Concedente.

§ 2º Caberá à ANEEL a distribuição das cotas de garantia física de energia e de potência para cada concessionária e permissionária de distribuição. (g.n.)”.

Ainda no plano regulamentar, a Resolução Normativa Aneel 514/2012, que trata do mesmo tema, refere-se apenas às usinas hidrelétricas com concessões renovadas:

“Art. 3º A Garantia Física da Usina que tiver sua concessão renovada em observância ao disposto no Decreto nº 7.805, de 2012, e suas eventuais alterações, inclusive acréscimos decorrentes de futuras ampliações, será alocada integralmente, em regime de Cotas, às Distribuidoras do Sistema Interligado Nacional – SIN, por meio de Resolução da ANEEL”.

Dessa maneira, a reboque das previsões regulamentares, os contratos de concessão das usinas hidrelétricas cotistas licitadas passaram a prever a destinação integral para as cotas das garantias físicas (de energia e de potência) oriundas de ampliação.

Diante do exposto, acreditamos ser possível afirmar que não exista vedação legal para que as usinas licitadas, nos termos do artigo 8º da Lei 12.783/2013, participem de leilão de contratação de reserva de capacidade na forma de potência, ofertando capacidade de potência por meio da utilização de nichos ociosos para instalação de unidades geradoras.

8. Da Definição de ampliação de capacidade instalada de UHEs

A minuta de portaria anexa à Portaria nº 774/GM/MME, de 07.03.2024, define os produtos que serão negociados no LRCAP de 2024, sendo dois produtos exclusivos para a potência termelétrica, nova ou existente, e um produto exclusivo para a potência hidrelétrica, desde que haja “ampliação de capacidade instalada de usinas hidrelétricas existentes, despachadas centralizadamente, e que não foram prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.”

Com relação ao conceito de ampliação da capacidade, esta pode ser alcançada por diversos meios, tais como instalação de novas máquinas, modernização, repotenciação, entre outros. Entendemos que no conceito de repotenciação encontra-se a ampliação de potência em uma usina existente pela alteração do ponto de operação das máquinas, resultando ampliação de sua potência nominal.

Um exemplo desta última opção é a modificação do ponto de operação de uma máquina atualmente configurada para gerar até 10 MW, aumentando sua potência para 12 MW. Esses 2 MW adicionais representam de fato um incremento de capacidade em termos de potência, podendo ser comercializado após aplicação de metodologia que trata o Art. 6º da minuta de portaria, assim cumprindo o objetivo do leilão, que é agregar capacidade ao sistema.

Portanto, sugere-se a inclusão do seguinte parágrafo com o intuito de proporcionar maior clareza às opções que atendem ao propósito do leilão:

“Art. 4º No LRCAP de 2024, serão negociados os seguintes produtos:

I - Produto Potência Termelétrica 2027, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos de geração termelétrica, novos e existentes, sem inflexibilidade operativa;

II - Produto Potência Termelétrica 2028, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos de geração termelétrica novos e existentes, sem inflexibilidade operativa; e

III - Produto Potência Hidrelétrica 2028, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos de ampliação de capacidade instalada de usinas hidrelétricas existentes, despachadas centralizadamente, e que não foram prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

§ 1º Os empreendimentos contratados no LRCAP de 2024 deverão apresentar características de flexibilidade operativa que garantam o atendimento dos despachos estabelecidos na programação da operação pelo ONS, bem como aqueles determinados durante a operação em tempo real.

§ 2º A ampliação de capacidade instalada de que trata o inciso III poderá ser proveniente, inclusive, da alteração da repotenciação e do ponto de operação das unidades geradoras.”

Caso a ampliação da capacidade instalada proveniente da repotenciação ou da alteração do ponto de operação das unidades geradoras não possa ser considerada no LRCAP de 2024, é fundamental que no próximo leilão de reserva de capacidade o MME considere essa possibilidade, uma vez que há um potencial de mais de 11GW de repotenciação por modernização, segundo a EPE, que podem contribuir para o aumento da disponibilidade de potência do SIN, com reflexos positivos para a modicidade tarifária.

9. Da Flexibilização das Regras de Cadastramento e Habilitação Técnica

O LRCAP de 2024 está previsto para ocorrer no dia 30 de agosto de 2024 e para que seja viabilizada a participação de usinas hidrelétricas no certame é necessário que a habilitação técnica dos projetos na EPE seja realizada. O processo de habilitação na EPE é regido pela Portaria MME nº 102/2016, que estabelece as condições para cadastramento de empreendimentos de geração em leilões de reserva de capacidade. Dentre os documentos que devem ser apresentados para a EPE no momento do cadastramento destacamos:

- i. Projeto da Ampliação de UHE, devidamente aprovado pela ANEEL;

- ii. Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica - DRDH, emitida pelo órgão competente;
- iii. Estudos e relatórios de impacto ambiental exigidos no processo de licenciamento;
- iv. Licenciamento ambiental.

Como o processo para obtenção da documentação mencionada requer a realização de estudos e interações com diversos órgãos como, por exemplo, ANEEL, ANA e Ibama, e demandam um tempo de aprovação significativo, vislumbramos que as entregas propostas na minuta de Portaria devam ser adequadas a fim de compatibilizá-las com o cadastramento dos projetos.

Desta forma, tendo em vista o prazo exíguo para realização do leilão e a expectativa do prazo de cadastramento dos projetos solicitamos que a EPE possa aceitar para análise, após o prazo de cadastramento, os itens (i) a (iv) listados acima – seria necessário definir qual o momento seriam entregues.

Assim, sugerimos a alteração da redação do Art. 8º com a inclusão dos parágrafos 8º e 9º:

“Art. 8º Os empreendedores que pretenderem propor a inclusão de projetos de empreendimentos de geração no LRCAP de 2024 deverão requerer o Cadastramento e a Habilitação Técnica dos respectivos projetos à Empresa de Pesquisa Energética - EPE, encaminhando a Ficha de Dados constante do Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos de Geração de Energia - AEGE e demais documentos, conforme instruções disponíveis na internet, no sítio eletrônico - www.epe.gov.br, bem como a documentação referida na Portaria nº 102/GM/MME, de 22 de março de 2016.

(...)

§ 8º Para o LRCAP de 2024, não se aplica o disposto nos incisos VII, VIII e IX do § 3º, e inciso IV do § 4º do Art. 4º da Portaria nº 102, de 22 de março de 2016.

§ 9º Excepcionalmente, para fins de participação no LRCAP de 2024, os documentos relacionados nos incisos VII, VIII e IX do § 3º, e inciso IV, alínea “a”, do § 4º, do Art. 4º da Portaria MME nº 102, de 22 de março de 2016, poderão ser protocolados na EPE até 45 dias após a realização do leilão.

Alternativamente, caso não seja possível a entrega dos citados documentos após a realização do leilão, propomos que possam ser protocolados na EPE até 20 dias antes da realização do certame.

Adicionalmente, a metodologia proposta pela EPE não analisa as UHEs de forma individual e em base mensal, mas sim por subsistema em base anual. Além disso, eventual valor nulo calculado já impossibilita a oferta no leilão. Assim, entende-se que o item abaixo deve ser em parte suprimido:

“Art 9º Não serão Habilitados Tecnicamente pela EPE os seguintes empreendimentos de geração:...

VII - ampliação de empreendimentos de geração hidrelétrica que não agreguem capacidade adicional de potência despachável ao SIN ~~conforme os valores de contribuição mensal de potência definidos pela metodologia da EPE, de que trata o art. 6º;~~”

10. Da Cronograma de Assinatura do Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da Ampliação das UHEs

A ABRAGE entende que é fundamental a divulgação do cronograma de assinatura do termo aditivo ao Contrato de Concessão referente à Ampliação das UHEs em horizonte temporal compatível com o cumprimento das obrigações legais e regulatórias.

Contribuições à CP 160/2024 | LRCAP de 2024

TEXTO/MME	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
<p>Art. 4º No LRCAP de 2024, serão negociados os seguintes produtos:</p> <p>I - Produto Potência Termelétrica 2027, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos de geração termelétrica, novos e existentes, sem inflexibilidade operativa;</p> <p>II - Produto Potência Termelétrica 2028, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos de geração termelétrica novos e existentes, sem inflexibilidade operativa; e</p> <p>III - Produto Potência Hidrelétrica 2028, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos de ampliação de capacidade instalada de usinas hidrelétricas existentes, despachadas centralizadamente, e que não foram prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Parágrafo único. Os empreendimentos contratados no LRCAP de 2024 deverão</p>	<p>Art. 4º No LRCAP de 2024, serão negociados os seguintes produtos:</p> <p>I - Produto Potência Termelétrica 2027, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos de geração termelétrica, novos e existentes, sem inflexibilidade operativa;</p> <p>II - Produto Potência Termelétrica 2028, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos de geração termelétrica novos e existentes, sem inflexibilidade operativa; e</p> <p>III - Produto Potência Hidrelétrica 2028, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos de ampliação de capacidade instalada de usinas hidrelétricas existentes, despachadas centralizadamente, e que não foram prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.</p> <p>§ 1º Os empreendimentos contratados no LRCAP de 2024 deverão apresentar características de flexibilidade operativa que garantam o atendimento dos despachos estabelecidos na programação da</p>	<p>Da participação das usinas hidrelétricas no leilão:</p> <p>A Lei 12.783/2013 trata de forma distinta as ampliações realizadas em usinas cotistas prorrogadas em relação às ampliações em usinas cotistas relicitadas.</p> <p>O artigo 4º da Lei 12.783/2013 trata apenas das usinas cujas concessões foram prorrogadas no regime de cotas de garantia física e em seu parágrafo 1º resta claro que os produtos das ampliações de usinas prorrogadas devem ser destinados às distribuidoras.</p> <p>Por outro lado, as usinas que foram objeto de licitação são regulamentadas pelo artigo 8º da mesma Lei, sem qualquer determinação sobre a destinação dos produtos resultantes de suas ampliações.</p> <p>Acrescenta-se, ainda, que o artigo 8º, em seu parágrafo 3º, aponta os dispositivos da Lei</p>

TEXTO/MME	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
<p>apresentar características de flexibilidade operativa que garantam o atendimento dos despachos estabelecidos na programação da operação pelo ONS, bem como aqueles determinados durante a operação em tempo real.</p>	<p>operação pelo ONS, bem como aqueles determinados durante a operação em tempo real.</p> <p>§ 2º A ampliação de capacidade instalada de que trata o inciso III poderá ser proveniente de adição de novas unidades geradoras, de repotenciação e de alteração do ponto de operação.</p>	<p>12.783/2013 que são aplicáveis às usinas licitadas, se abstendo de incluir as obrigações constantes no artigo 4º.</p> <p>Dessa forma, depreende-se que as usinas prorrogadas no regime de cotas de garantia física não sejam elegíveis de participar do LRCAP, desde que e somente se ainda contratadas sob este regime.</p> <p>Neste racional, as UHEs cujas concessões foram renovadas pela Lei n.º 14.182/2021, que participaram do processo de capitalização da Eletrobras e que até 2028 terão a totalidade da energia das usinas fora do regime de cotas, ou aquelas renovadas por meio do Decreto n.º 9.271/2018, devem estar aptas à participação no LRCAP.</p> <p>Entretanto, para as usinas que foram objeto de relicitação nos anos de 2015 e 2017, entende-se que não há qualquer restrição legal, sendo suficiente apenas a adaptação de seus contratos de concessão por meio de aditivos, para garantir a separação dos produtos energia e potência, bem como sua destinação.</p> <p>De fato, a inclusão desses empreendimentos</p>

TEXTO/MME	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
		<p>trará maior competitividade ao Leilão, com aumento da oferta em cerca de 2 GW. Esta potência pode ser obtida por meio da ampliação de algumas usinas licitadas nos referidos leilões (2015 e 2017) que possuem predisposição para o acréscimo de novas unidades geradoras, os chamados “berços ociosos”.</p> <p>Pelos motivos expostos, e com claro efeito na modicidade tarifária, sugere-se a supressão da expressão “ou licitadas”, no inciso III do artigo 4º da minuta de portaria, possibilitando que usinas licitadas nos termos do artigo 8º da Lei 12.783/2013 possam ofertar sua disponibilidade de potência neste LRCAP de 2024.</p> <p>Da definição da ampliação da capacidade instalada:</p> <p>A minuta de portaria anexa à Portaria nº 774/GM/MME, de 07.03.2024, define os produtos que serão negociados no LRCAP de 2024, sendo dois produtos exclusivos para a potência termelétrica, nova ou existente, e um produto exclusivo para a potência hidrelétrica, desde que haja “ampliação de capacidade</p>

TEXTO/MME	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
		<p>instalada de usinas hidrelétricas existentes, despachadas centralizadamente, e que não foram prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.”</p> <p>Com relação ao conceito de ampliação da capacidade, esta pode ser alcançada por diversos meios, tais como instalação de novas máquinas, modernização, repotenciação, entre outros. Entendemos que no conceito de repotenciação encontra-se a ampliação de potência em uma usina existente pela alteração do ponto de operação das máquinas, resultando ampliação de sua potência nominal.</p> <p>Um exemplo desta última opção é a modificação do ponto de operação de uma máquina atualmente configurada para gerar até 10 MW, aumentando sua potência para 12 MW. Esses 2 MW adicionais representam de fato um incremento de capacidade em termos de potência, podendo ser comercializado após aplicação de metodologia que trata o Art. 6º da minuta de portaria, assim cumprindo o objetivo do leilão, que é agregar capacidade ao sistema.</p> <p>Caso a ampliação da capacidade instalada</p>

TEXTO/MME	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
		<p>proveniente da repotenciação ou da alteração do ponto de operação das unidades geradoras não possa ser considerada no LRCAP de 2024, é fundamental que no próximo leilão de reserva de capacidade o MME considere essa possibilidade, uma vez que há um potencial de mais de 11GW de repotenciação por modernização, segundo a EPE, que podem contribuir para o aumento da disponibilidade de potência do SIN, com reflexos positivos para a modicidade tarifária.</p>
<p>Art. 5º</p> <p>§ 1º A apuração do desempenho operativo será realizada em base mensal, observando-se a efetiva disponibilidade e, para empreendimentos termelétricos, os requisitos mínimos de flexibilidade operativa de que trata o inciso V do art. 9º desta Portaria Normativa.</p> <p>...</p> <p>§ 3º Sem prejuízo da aplicação de penalidades e de outros mecanismos de redução da receita</p>	<p>Art. 5º</p> <p>§ 1º A apuração do desempenho operativo e contratual será realizada em base mensal, observando-se a efetiva disponibilidade apurada através da taxa equivalente de indisponibilidade programada – TEIP e da taxa equivalente de indisponibilidade forçada apurada – TEIFa e, para empreendimentos termelétricos, os requisitos mínimos de flexibilidade operativa de que trata o inciso V do art. 9º desta Portaria Normativa.</p> <p>...</p> <p>§ 3º Sem prejuízo da aplicação de penalidades e de outros mecanismos de redução da receita fixa</p>	<p>As diretrizes iniciais colocadas na CP 160 representam uma inovação regulatória que por sua vez imputa riscos relevantes aos geradores participantes do LRCAP 2024. Entretanto, é natural que ocorram indisponibilidades na unidade geradora objeto de ampliação no LRCAP 2024 ao longo do período do CRCAP. Considerando que a TEIF é da ordem de 3% temos, em média, que a unidade geradora ficará indisponível em cerca de 21 horas em um mês. Esse período, denota-se, ultrapassa as 10h de ponta por mês mencionado nos documentos que subsidiam o LRCAP 2024.</p> <p>Da forma como colocado nas diretrizes, a</p>

TEXTO/MME	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
<p>fixa definidos pela Aneel:</p> <p>...</p> <p>II - a indisponibilidade de unidade geradora hidrelétrica implicará a redução mínima de cinco por cento da parcela mensal de que trata o caput para cada hora de indisponibilidade, ficando a redução total limitada a cinquenta por cento para cada mês de apuração.</p>	<p>definidos pela Aneel:</p> <p>...</p> <p>II – para as unidades geradoras hidrelétricas, objeto da ampliação, com indisponibilidade superior ao seu TEIF e IP de referência, publicados nas portarias de cálculo ou revisão de garantia física do Ministério de Minas e Energia, a indisponibilidade de unidade geradora hidrelétrica implicará a redução mínima de cinco por cento da parcela mensal de que trata o caput para cada hora de indisponibilidade, ficando a redução total limitada a cinquenta por cento para cada mês de apuração.</p>	<p>penalização por qualquer indisponibilidade forçada representa risco relevante para as usinas hidrelétricas participantes do Leilão. A fim de equilibrar o risco associado ao cumprimento do despacho na ponta, sugerimos que a penalidade seja condicionada a ocorrência de indisponibilidade forçada superior aos índices regulatórios de TEIF e IP (publicados nas portarias do MME de cálculo ou revisão de garantia física).</p>
<p>Art. 5º</p>	<p>Art. 5º</p> <p>(inclusão dos parágrafos 5º, 6º e 7º):</p> <p>§ 5º O ONS divulgará, com antecedência mínima de 1 (um) mês, as horas críticas de atendimento à ponta do sistema.</p> <p>§ 6º As indisponibilidades programadas serão definidas até o dia 30 de novembro do ano anterior.</p> <p>§ 7º Quaisquer solicitações de alteração do período acordado de paradas programadas poderão ser</p>	<p>Para fins de apuração da disponibilidade tratada no LRCAP 2024, sugerimos que o ONS sinalize, de forma ex-ante, as horas de ponta do sistema com objetivo de incentivar o aumento de disponibilidade das unidades geradoras nos momentos críticos de atendimento à ponta do sistema. Sugerimos uma antecedência de 1 mês.</p> <p>A minuta das diretrizes para o LRCAP prevê que as indisponibilidades programadas em períodos previamente definidos pelo ONS não ensejarão a glosa na receita fixa a ser auferida</p>

TEXTO/MME	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
	aceitas desde que haja a concordância da outra parte.	pelo agente que logrou êxito no leilão. A ABRAGE recomenda que o MME discipline o critério que será adotado pelo ONS para definir os períodos de indisponibilidade programada.
Art. 6º Para fins de participação no LRCAP de 2024, a disponibilidade de potência referente a empreendimentos de ampliação de capacidade instalada de usinas hidrelétricas será calculada conforme metodologia definida pela EPE.	Art. 6º Para fins de participação no LRCAP de 2024, a disponibilidade de potência referente a empreendimentos de ampliação de capacidade instalada de usinas hidrelétricas será calculada conforme metodologia definida pela EPE. Parágrafo único. Para fins de cálculo da contribuição de potência da usina hidrelétrica, de que trata o Caput, serão considerados apenas as restrições ambientais de carácter estrutural.	Para o cálculo da EPE da contribuição de potência da UHE sugerimos que sejam consideradas as restrições ambientais ordinárias, tais como vazões sanitárias e normativos vigentes de controle de vazão na bacia, apartadas das restrições não estruturais.
Art. 7º Para fins de participação no LRCAP de 2024, a garantia física de energia dos empreendimentos de geração termelétrica será calculada, conforme a metodologia definida na Portaria nº 101/GM/MME, de 22 de março de 2016. Parágrafo único. A garantia física de energia dos empreendimentos termelétricos que se sagrarem vencedores no LRCAP de 2024 terá vigência limitada ao término dos Contratos de Potência de Reserva de Capacidade - CRCAPs	Art. 7º Para fins de participação no LRCAP de 2024, a garantia física de energia dos empreendimentos de geração termelétrica será calculada, conforme a metodologia definida na Portaria nº 101/GM/MME, de 22 de março de 2016. Parágrafo único. A garantia física de energia dos empreendimentos termelétricos que se sagrarem vencedores no LRCAP de 2024 terá vigência limitada ao término dos Contratos de Potência de Reserva de Capacidade - CRCAPs e será revisada periodicamente,	No quesito energia, nota-se lapso de isonomia entre as fontes no disposto pelo Art. 7º do Anexo da Portaria 774, que estabelece o cálculo da Garantia Física apenas para a fonte termelétrica para participar do Leilão. Sem conhecer o acréscimo de Garantia Física, o empreendedor hidrelétrico participante do Leilão terá de assumir riscos relativos ao lastro energético do seu projeto, que pode não ser confirmado no cálculo oficial e frustrar receita com a venda de energia ou, ainda, inviabilizar

TEXTO/MME	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
<p>e será revisada periodicamente, conforme metodologia a ser definida pelo Ministério de Minas e Energia.</p>	<p>conforme metodologia a ser definida pelo Ministério de Minas e Energia.</p> <p>(inclusão do Art. 7ª):</p> <p>Art. 7a. Para fins de participação no LRCAP de 2024, a garantia física de energia dos empreendimentos de geração hidrelétrica com ampliação de capacidade instalada será calculada, conforme a metodologia estabelecida na Portaria nº 406/GM/MME, de 16 de outubro de 2017.</p> <p>Parágrafo Único. A garantia física associada à ampliação do empreendimento será recurso do agente gerador e poderá ser livremente negociada nos termos das regras de comercialização.</p>	<p>a sua participação no certame em função da incerteza associada ao tema.</p> <p>Destacamos não ser necessário imputar tal risco às usinas hidrelétricas, uma vez que a nova Garantia Física da usina pode ser calculada antes do certame, tal como já definido para a fonte termelétrica e, de praxe, feito noutros leilões de energia. Nesse sentido, propomos a inclusão da fonte hidrelétrica no dispositivo que estabelece o cálculo da Garantia Física.</p> <p>Ainda que, na maioria dos casos, o lastro de garantia física seja residual, haverá um valor agregado ao sistema. A energia deverá, conforme já previsto no Decreto 2.655/1998, ser destinada ao MRE, dispondo o gerador do lastro de garantia física para livre negociação.</p>
<p>Art. 8º Os empreendedores que pretenderem propor a inclusão de projetos de empreendimentos de geração no LRCAP de 2024 deverão requerer o Cadastramento e a Habilitação Técnica dos respectivos projetos à Empresa de Pesquisa Energética - EPE, encaminhando a Ficha de Dados constante do Sistema de Acompanhamento de</p>	<p>Art. 8º Os empreendedores que pretenderem propor a inclusão de projetos de empreendimentos de geração no LRCAP de 2024 deverão requerer o Cadastramento e a Habilitação Técnica dos respectivos projetos à Empresa de Pesquisa Energética - EPE, encaminhando a Ficha de Dados constante do Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos de Geração de Energia - AEGE e</p>	<p>Do CUST e do CUSD:</p> <p>Compreendendo que a inclusão da previsão de apresentação do CUST/D em etapa anterior à realização do Leilão decorre da recém aprovada inversão de fase operacionalizada por meio da REN ANEEL nº 1.069/2023, manifestamos discordância da imposição da</p>

TEXTO/MME	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
<p>Empreendimentos de Geração de Energia - AEGE e demais documentos, conforme instruções disponíveis na internet, no sítio eletrônico - www.epe.gov.br, bem como a documentação referida na Portaria nº 102/GM/MME, de 22 de março de 2016.</p> <p>....</p> <p>§ 5º Os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão - CUST ou os Contratos de Uso do Sistema de Distribuição - CUSD deverão ser apresentados à EPE em até setenta e cinco dias, antes da realização do Leilão, sob pena de não serem considerados para fins de Habilitação Técnica.</p>	<p>demais documentos, conforme instruções disponíveis na internet, no sítio eletrônico - www.epe.gov.br, bem como a documentação referida na Portaria nº 102/GM/MME, de 22 de março de 2016.</p> <p>....</p> <p>§ 5º Para as usinas existentes que não ampliarão a capacidade instalada, os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão - CUST ou os Contratos de Uso do Sistema de Distribuição - CUSD deverão ser apresentados à EPE em até setenta e cinco dias, antes da realização do Leilão, sob pena de não serem considerados para fins de Habilitação Técnica.</p> <p>...</p>	<p>aludida obrigação.</p> <p>Neste sentido, cumpre destacar que, na ampla maioria dos casos, a viabilidade da ampliação dos empreendimentos hidrelétricos, alvo do Produto III, passa pelo sucesso no referido certame, não sendo desejável a celebração de aditivos e/ou novos contratos de conexão em reflexo de tal ampliação sob pena de frustração da expectativa de conexão quando da fixação dos vencedores.</p> <p>Destaca-se que a inversão trazida pelo novo regulamento tem por objetivo acirrar o comprometimento dos geradores dedicados ao mercado livre com a efetiva implantação dos empreendimentos, o que, no cenário regulado, já ocorre por outros fatores.</p> <p>Sendo assim, solicitamos a alteração do § 5º, deixando claro que a exigência da apresentação do CUST e CUSD à EPE em até setenta e cinco dias, antes da realização do Leilão, só será necessária para as usinas existentes que não ampliarão a capacidade instalada.</p>

TEXTO/MME	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
Art. 8º	<p>(inclusão dos § 8º e 9º):</p> <p>§ 8º Para o LRCAP de 2024, não se aplica o disposto nos incisos VII, VIII e IX do § 3º, e inciso IV do § 4º do Art. 4º da Portaria nº 102, de 22 de março de 2016.</p> <p>§ 9º Excepcionalmente, para fins de participação no LRCAP de 2024, os documentos relacionados nos incisos VII, VIII e IX do § 3º, e inciso IV, alínea "a", do § 4º, do Art. 4º da Portaria MME nº 102, de 22 de março de 2016, poderão ser protocolados na EPE até 45 dias após a realização do leilão.</p> <p>Ou, subsidiariamente:</p> <p>§ 9º Excepcionalmente, para fins de participação no LRCAP de 2024, os documentos relacionados nos incisos VII, VIII e IX do § 3º, e inciso IV, alínea "a", do § 4º, do Art. 4º da Portaria MME nº 102, de 22 de março de 2016, poderão ser protocolados na EPE até 20 dias antes da realização do leilão.</p>	<p>Do prazo para apresentação de documentos para o cadastramento:</p> <p>O processo de habilitação na EPE é regido pela Portaria MME nº 102/2016, que estabelece as condições para cadastramento de empreendimentos de geração em leilões de reserva de capacidade.</p> <p>Dentre os documentos que devem ser apresentados para a EPE no momento do cadastramento destacamos:</p> <ol style="list-style-type: none"> i. Projeto da Ampliação de UHE, devidamente aprovado pela ANEEL; ii. Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica - DRDH, emitida pelo órgão competente; iii. Estudos e relatórios de impacto ambiental exigidos no processo de licenciamento; iv. Licenciamento ambiental. <p>Como o processo para obtenção da documentação mencionada requer a realização de estudos e interações com diversos órgãos</p>

TEXTO/MME	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
		<p>como, por exemplo, ANEEL, ANA e Ibama, e demandam um tempo de aprovação significativo, propomos que esses documentos possam ser entregues após a realização do leilão, mas antes da homologação do resultado pela ANEEL.</p> <p>Alternativamente, caso não seja possível a entrega dos citados documentos após a realização do leilão, propomos que possam ser protocolados na EPE até 20 dias antes da realização do certame.</p>
<p>Art 9º Não serão Habilitados Tecnicamente pela EPE os seguintes empreendimentos de geração:</p> <p>...</p> <p>VI - parcela existente ou ampliações de usinas hidrelétricas que foram prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 2013</p> <p>VII - ampliação de empreendimentos de geração hidrelétrica que não agreguem capacidade adicional de potência despachável ao SIN conforme os valores de contribuição mensal de potência definidos pela metodologia</p>	<p>Art. 9º</p> <p>...</p> <p>VI - parcela existente ou ampliações de usinas hidrelétricas que foram prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 2013</p> <p>VII - ampliação de empreendimentos de geração hidrelétrica que não agreguem capacidade adicional de potência despachável ao SIN conforme os valores de contribuição mensal de potência definidos pela metodologia da EPE, de que trata o art. 6º;</p>	<p>Da alteração proposta no inciso VI:</p> <p>Mesma justificativa apresentada para a alteração proposta no Art. 4º.</p> <p>Da alteração proposta no inciso VII:</p> <p>A metodologia proposta pela EPE não analisa as UHEs de forma individual e em base mensal, mas sim por subsistema em base anual. Além disso, eventual valor nulo calculado já impossibilita a oferta no leilão. Assim, entende-se que o item deve ser em parte</p>

TEXTO/MME	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
da EPE, de que trata o art. 6º;		suprimido.
<p>Art. 12. Caberá à Aneel elaborar o Edital, seus Anexos e os respectivos CRCAPs, bem como adotar as medidas necessárias para a promoção do LRCAP de 2024.</p> <p>§ 1º</p> <p>§ 2º O início de suprimento dos CRCAPs associados ao LRCAP de 2024 ocorrerá:</p> <p>I - em 1º de julho de 2027, para o Produto Potência Termelétrica 2027, de que trata o inciso I do art. 4º;</p> <p>II - em 1º de janeiro de 2028, para o Produto Potência Termelétrica 2028, de que trata o</p>	<p>Art. 12. Caberá à Aneel elaborar o Edital, seus Anexos e os respectivos CRCAPs, bem como adotar as medidas necessárias para a promoção do LRCAP de 2024.</p> <p>§ 1º</p> <p>§ 2º O início de suprimento dos CRCAPs associados ao LRCAP de 2024 ocorrerá:</p> <p>I - em 1º de julho de 2027, para o Produto Potência Termelétrica 2027, de que trata o inciso I do art. 4º;</p> <p>II - em 1º de janeiro de 2028, para o Produto Potência Termelétrica 2028, de que trata o inciso II do art. 4º;</p>	<p>Os prazos de implantação das hidrelétricas são geralmente maiores que das outras fontes de geração. Para o início de suprimento de potência em janeiro de 2028 os vencedores do Leilão em agosto de 2024 terão 40 meses para todo processo que envolve a assinatura do LRCAP, os estudos, contratação dos fornecedores, liberação das licenças ambientais e realização da obra e entrada em operação da unidade geradora.</p> <p>Os equipamentos turbina, gerador e transformador elevador são fabricados sob demanda, não existindo um produto pronto e padronizado. Cada usina requer um projeto</p>

TEXTO/MME	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
<p>inciso II do art. 4º; e</p> <p>III - em 1º de janeiro de 2028, para o Produto Potência Hidrelétrica 2028, de que trata o inciso III do art. 4º.</p>	<p>III - em 1º de julho de 2028, para o Produto Potência Hidrelétrica 2028, de que trata o inciso III do art. 4º.</p>	<p>específico e ensaios em modelo reduzido que demandam longo tempo para elaboração. O tempo de fabricação para este tipo de equipamento é longo, razão pela qual faz-se necessário um maior prazo para início de suprimento do produto hidrelétrico.</p> <p>Os projetos de ampliação de usinas hidrelétricas se diferem em cada caso. Há usinas com infraestrutura preparada para recebimento de novas unidades geradoras, que poderão até solicitar a antecipação da entrada em operação comercial. Para projetos mais complexos, que exigem eventualmente até o ensecamento temporário do reservatório, esse prazo é considerado desafiador pela engenharia necessária.</p> <p>Contudo, os produtos ofertados buscam garantir a disponibilidade de potência nos períodos a partir de julho de 2028. Sendo assim, sem comprometer o período previsto para atendimento da ponta, sugerimos postergar o início de suprimento para 1º de julho de 2028 do Produto Hidrelétrico 2028.</p>
<p>Art. 12.</p>	<p>Art. 12.</p>	<p>Sugere-se que não sejam consideradas as horas de parada forçada como passíveis de</p>

TEXTO/MME	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
<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)“</p> <p>....</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)“</p> <p>....</p>	<p>penalidade, desde que respeitada a franquia anual do TEIF. A penalidade de 5% seria aplicável somente a eventos de falhas em unidade geradoras que já tenham excedido a TEIF de referência, que é publicada em portarias de cálculo e revisão de garantia física do Ministério de Minas e Energia.</p>
<p>Art. 12.</p> <p>....</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 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>Art. 12.</p> <p>....</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, desde que sejam atendidas as seguintes condições:</p> <p>I – para os Produtos de que tratam os incisos I e II do Art. 4º desta Portaria, a antecipação estará condicionada à concordância do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE para a nova data de início de suprimento, e atender as seguintes condições:</p> <p>a) a existência de benefícios técnicos e/ou financeiros para o SIN da antecipação solicitada; e</p>	<p>Permitir a antecipação do Produto III, Potência Hidrelétrica 2028, se demonstra uma oportunidade ao ONS em dispor de potência adicional no 2º semestre de 2027, principalmente por se tratar de uma fonte com CVU nulo.</p> <p>Permitir a antecipação até Jul/27, sem necessária concordância do CMSE, representa uma alternativa, seguro ou complemento a hipótese de eventual atraso na entrega do Produto I ou qualquer descasamento entre a necessidade de potência indicada x necessária.</p> <p>A medida ainda produz sinal econômico positivo que pode contribuir para redução do encargo de potência estimulando a eficiência e</p>

TEXTO/MME	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
<p>II - o atendimento aos requisitos sistêmicos para a entrada em operação comercial, inclusive a disponibilidade de conexão na nova data de suprimento.</p>	<p>b) o atendimento aos requisitos sistêmicos para a entrada em operação comercial, inclusive a disponibilidade de conexão na nova data de suprimento.</p> <p>II - para o Produto de que trata o inciso III do Art. 4º desta Portaria, a antecipação estará condicionada à concordância do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, caso a nova data de início de suprimento seja anterior a 1º de julho de 2027.</p>	<p>o planejamento no setor.</p>
<p>Art. 12.</p>	<p>Art. 12.</p> <p>(inclusão do § 9º):</p> <p>§ 9º O Edital e os CRCAPs do Produto Potência Hidrelétrica deverão prever cláusula em que, na hipótese do término da outorga vigente do empreendimento preceder o término do CRCAP, consideradas eventuais extensões ou prorrogações do prazo da outorga, o vendedor poderá exercer a opção de receber, ao final da outorga, em parcela única, o valor presente do fluxo de caixa futuro proveniente do CRCAP, considerando:</p> <p>a) a receita fixa negociada pelo vendedor;</p> <p>b) os custos elencados nas alíneas “b” a “f” do Art. 12, § 3º, inciso II, associados exclusivamente à expansão</p>	<p>Aproximadamente 1,8 GW de oferta de poços vazios encontra-se nesta situação com outorgas findando durante o CRCAP. Inclusive, parte das usinas desse grupo contam com estruturas completamente implementadas, sendo assim, participantes essenciais para promover maior competição no certame, no sentido da modicidade tarifária. Com o maior número de ofertas há também aumento no potencial deságio dos produtos no certame fator que terá forte rebatimento nos preços e, por conseguinte, no encargo pagos por todos os consumidores.</p> <p>Para dar tratamento a questão apresentada, a ABRAGE sugere a inclusão de dispositivo na minuta de portaria que preveja a possibilidade</p>

TEXTO/MME	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
	<p>de capacidade negociada no certame;</p> <p>c) o período entre o término da outorga e o término do CRCAP;</p> <p>d) a taxa regulatória de remuneração do capital, condizente com o nível de risco do negócio, a ser calculada pela Aneel e definida no Edital e no CRCAP</p>	<p>de pagamento do resultado econômico previsto no CRCAP não auferido pelo agente em caso de término da outorga. Desse modo, os valores ainda não recebidos pelo agente seriam trazidos ao valor presente da receita líquida do contrato firmado no certame descontado da taxa regulatória e considerando os custos operacionais regulatórios do ativo para os anos restantes do contrato. Naturalmente, na hipótese de licitação da usina ao término da outorga, o pagamento poderia ser feito pelo novo concessionário, uma vez que ele se beneficiaria da receita proveniente do LRCAP.</p> <p>Destaca-se que a Lei nº 10.848/04 delega, em seu Art. 3º-A, § 1º, a responsabilidade de definir “a forma, prazos e as condições da contratação” ao regulamento, de forma ser plenamente possível incluir a redação proposta à Portaria.</p>

TEXTO/MME	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
<p>Art. 15. Para fins de classificação dos lances do LRCAP de 2024, será considerada a Capacidade Remanescente do Sistema Interligado Nacional - SIN para Escoamento de Geração, nos termos das Diretrizes Gerais estabelecidas na Portaria nº 444/GM/MME, de 2016.</p> <p>...</p> <p>§ 4º A Nota Técnica de Quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração prevista no inciso XVI do art. 2º da Portaria nº 444/GM/MME, de 2016, deverá ser publicada até xx, não se aplicando o prazo previsto no § 5º do art. 3º da Portaria nº 444/GM/MME, de 2016.,</p> <p>....</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 pelo ONS para a definição do déficit de ponta.</p> <p>§ 9º A Nota Técnica de Metodologia, Premissas e Critérios para a Definição da Capacidade</p>	<p>Art. 15. Para fins de classificação dos lances do LRCAP de 2024, será considerada a Capacidade Remanescente do Sistema Interligado Nacional - SIN para Escoamento de Geração, nos termos das Diretrizes Gerais estabelecidas na Portaria nº 444/GM/MME, de 2016.</p> <p>...</p> <p>§ 4º A Nota Técnica de Quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração prevista no inciso XVI do art. 2º da Portaria nº 444/GM/MME, de 2016, deverá ser publicada até 75 dias antes do Leilão, não se aplicando o prazo previsto no § 5º do art. 3º da Portaria nº 444/GM/MME, de 2016.</p> <p>....</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 pelo ONS para a definição do déficit de ponta.</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</p>	<p>As notas técnicas sobre Capacidade Remanescente da rede serão fundamentais para as condições de acesso e participação das usinas no LRCAP 2024. Sendo assim, solicitamos a divulgação das datas prováveis (expectativa) de publicação dos seguintes documentos citados na Portaria 774/GM/MME, de 07.03.2024 em até:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 90 dias antes do Leilão para “Nota Técnica de Metodologia, Premissas e Critérios para a Definição da Capacidade Remanescente” • 75 dias antes do Leilão para “Nota Técnica de Quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração” (Art. 15, § 4º)

TEXTO/MME	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
<p>Remanescente do SIN Para Escoamento de Geração pela Rede Básica, DIT e ICG deverá conter o detalhamento dos cenários de que trata o § 8º.</p>	<p>detalhamento dos cenários de que trata o § 8º <u>que será publica até 90 dias antes do Leilão.</u></p>	
<p>Art. 15. ...</p> <p>§ 10. Para cada Barramento Candidato será calculada a Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração considerando o cenário energético descrito no § 8º.</p>	<p>Art. 15. ...</p> <p>§ 10. Para cada Barramento Candidato será calculada a Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração considerando o cenário energético descrito no § 8º.</p> <p>I - O cálculo da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração será realizado para as Condições de Confiabilidade N e N-1, estabelecendo valores distintos para cada uma das condições.</p> <p>II - Os empreendimentos serão habilitados caso verificada as seguintes condições:</p> <p>(a) Capacidade Remanescente do SIN para</p>	<p>Os aprimoramentos sugeridos estendem os critérios de análise de acesso já empregados pelo ONS desde 01/03/2024, tratando-se de proposta imprescindível para garantir isonomia entre agentes que buscam acesso ao SIN. Ademais, a medida garante transparência à metodologia a ser utilizada no Cálculo do Quantitativo da Capacidade Remanescente do SIN, contribuindo à maior adesão e ampla concorrência ao LRCAP 2024, com reflexos à segurança sistêmica, energética e à modicidade tarifária.</p>

TEXTO/MME	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
	<p>Escoamento de Geração na Condição de Confiabilidade N e N-1; ou</p> <p>(b) em havendo restrição de carregamento/tensão em Condição de Confiabilidade N e N-1, existir solução estrutural publicada no POTEE ou já licitada. Neste caso, se o empreendimento se sagrar vencedor do leilão, receberá Parecer de Acesso Viável com Restrições de Geração Parcial ou Total até a entrada em operação das soluções estruturais programadas; ou</p> <p>(c) em havendo restrição de carregamento/tensão em Condição de Confiabilidade N e N-1 com restrição de geração em regime normal, existir solução estrutural publicada no POTEE ou já licitada. Neste caso, se o empreendimento se sagrar vencedor do leilão, receberá Parecer de Acesso Viável Condicionado até a entrada em operação das soluções estruturais programadas.</p>	