



Consulta Pública MME nº 160/2024
COPEL

26 de abril de 2024

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	3
2. CONTRIBUIÇÕES DA COPEL À CONSULTA PÚBLICA	4
2.1. DATA DE REALIZAÇÃO DO LRCAP DE 2024.....	4
2.2. PRODUTO POTÊNCIA HIDRELÉTRICA 2028.....	5
2.2.1 USINAS HIDRELÉTRICAS ELEGÍVEIS À PARTICIPAÇÃO NO LRCAP DE 2024	7
2.3. FATOR DE DISPONIBILIDADE.....	13
2.4. CÁLCULO DE DEMANDA DO LRCAP DE 2024 E PRIORIZAÇÃO DE FONTES QUE COLABOREM COM A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA	14
2.5. ANTECIPAÇÃO REMUNERADA	17
2.6. REQUISITOS PARA HABILITAÇÃO TÉCNICA.....	18
2.7. GERAÇÃO DE ENERGIA E MRE	24
2.8. AFERIÇÃO DE ENTREGA DE POTÊNCIA E PENALIDADES	25
3. CONTRIBUIÇÕES À MINUTA DE PORTARIA DE DIRETRIZES PARA O LRCAP 2024.....	33

1. INTRODUÇÃO

O Ministério de Minas e Energia (MME), por meio da Portaria nº 774, de 7 de março de 2024, divulgou, para Consulta Pública, a minuta de Portaria de Diretrizes para a realização do Leilão para Contratação de Potência Elétrica, a partir de empreendimentos de geração, novos e existentes, denominado "Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2024 - LRCAP de 2024".

A Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021, permitiu a realização de Leilão de Reserva de Capacidade, sob a forma de potência, regulamentada pelo Decreto nº 10.707, de 28 de maio de 2021. Esta forma de contratação tem por objetivo garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica por meio do atendimento à necessidade de potência requerida pelo Sistema Interligado Nacional (SIN).

Disponibilizou-se, também, os seguintes documentos para a Consulta Pública nº 160/2024:

- Nota Técnica nº 37/2024/DPOG/SNTEP;
- Ofício nº 157/2024/DEE/EPE;
- Nota Técnica EPE-DEE-NT-050/2023-r0;
- Informe Técnico EPE-DEE-IT-017/2024-r0, e;
- Carta CTA-ONS DGL 0275/2024 .

A Companhia Paranaense de Energia - COPEL parabeniza este Ministério de Minas e Energia (MME) por promover o debate quanto ao aprimoramento dos leilões regulados para a contratação de produtos além do produto energia, independentes da demanda das distribuidoras de energia elétrica, de modo a assegurar a segurança e confiabilidade no fornecimento de energia elétrica no SIN.

Considerando os documentos disponibilizados na presente Consulta Pública, a Copel apresenta a seguir suas contribuições ao tema. Tais contribuições são focadas principalmente na necessidade de um maior esclarecimento em alguns temas específicos, capazes de promover relevante mitigação dos riscos que poderão majorar as ofertas do LRCAP de 2024, como:

- Celeridade na realização do certame, considerando os prazos exíguos para atendimento às necessidades do sistema e a necessidade urgente de contratação de potência para a confiabilidade e estabilidade do SIN;
- Delimitação dos ofertantes no produto hidrelétrico, para promoção de simplicidade e celeridade do certame;
- Priorização do produto hidrelétrico, considerando seu potencial benefício ambiental (baixas emissões de gases do efeito estufa) e econômico (modicidade tarifária);
- Calibração de requisitos para habilitação técnica, considerando o equilíbrio entre a necessidade de garantir oferta diligente e apresentar requisitos factíveis;
- Garantia de alocação de riscos adequada, imputando ao agente gerador apenas os riscos gerenciáveis de disponibilização de infraestrutura, eximindo este de riscos não gerenciáveis ligados à hidrologia, restrições ambientais e à operação do ONS.

Dessa forma, estes temas são abordados e detalhados no próximo capítulo deste documento, e suas respectivas seções.

2. CONTRIBUIÇÕES DA COPEL À CONSULTA PÚBLICA

De início, registramos que a realização do LRCAP de 2024 é essencial para a garantia da confiabilidade e estabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN), em razão da crescente expansão das fontes renováveis intermitentes, que são necessárias para a diversificação e ampliação da característica renovável da matriz elétrica brasileira.

Registramos que o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) deve expandir sua capacidade de geração com foco nas energias renováveis (hidrelétricas, eólicas, solares e biomassa), assegurando a segurança energética em uma matriz diversa, com flexibilidade e complementariedade.

Nesse sentido, torna-se essencial a participação de usinas hidrelétricas com o atributo potência, a fim de garantir a operação eficiente do Sistema Interligado Nacional (SIN) frente aos diversos cenários futuros, no contexto de transição energética rumo ao “Net Zero”.

Os estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) têm apontado a necessidade de contratação de significativa quantidade de potência. Tal demanda advém da necessidade de atendimento aos critérios gerais de garantia de suprimento, não apenas associados à energia, mas também à potência. Por conseguinte, é de extrema importância que os recursos contratados atendam aos requisitos de capacidade, tempo de resposta, coerência com o movimento de transição energética, sendo que o processo de seleção das usinas a serem contratadas nesse mecanismo deve buscar otimizar os custos na prestação do serviço, em sintonia com o princípio da modicidade tarifária.

2.1. Data de Realização do LRCAP de 2024

A minuta de Portaria de Diretrizes propõe a realização do LRCAP de 2024 em 30 de agosto de 2024. A Copel manifesta sua concordância quanto à data proposta pelo MME, tendo em vista o início de suprimento dos produtos a serem comercializados: a partir de 2027 e 2028.

É importante destacar que a data de 30.08.2024 para o LRCAP de 2024 não deve ser prorrogada, sob pena de prejudicar o tempo hábil para os projetos serem implantados e estarem aptos a entrar em operação comercial até as datas de 1º de julho de 2027 e/ou 1º de janeiro de 2028, respectivamente conforme os produtos a serem contratados.

Adicionalmente, como a entrega da potência será realizada em torno de três anos após a realização do leilão (similar a um Leilão A-3), tem-se um prazo justo considerando a data de realização do LRCAP de 2024, o período de execução de obras para projetos de maior porte e a entrada em operação comercial dos projetos. Assim, a Copel se posiciona pela adequação da data proposta para realização do certame (30.08.2024) na minuta da Portaria de Diretrizes, podendo eventualmente ser antecipada, dado que quanto antes os projetos forem contratados, antes poderão iniciar as suas obras de implantação, e, assim, melhor será para a garantia da confiabilidade e estabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Portanto, levando-se em consideração a vigência da Lei nº 14.120/2021, deve-se permitir a competição entre os agentes que estão diligentemente atuando em seus projetos de forma antecipada e planejada para que o fornecimento de disponibilidade de potência ao SIN se dê no menor prazo possível, dada a sua premente necessidade, que já se manifesta hoje na operação do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Registra-se, com destaque, que não seja prorrogada a data de 30.08.2024 para a realização do certame, conforme acertadamente decidido pela Comissão Especial dos Leilões de Energia Elétrica (CELEE), em reunião realizada em 9 de fevereiro de 2024, que contou com a participação do Ministério de Minas e Energia (MME), Empresa de Pesquisa de Pesquisa Energética (EPE), do Operador Nacional do Sistema (ONS), da Agência Reguladora de Energia Elétrica (Aneel) e da

Câmara de Comercialização de Energia (CCEE). Há usinas com infraestrutura preparada para recebimento de novas unidades geradoras, que poderão solicitar até mesmo a antecipação da entrada em operação comercial.

2.2. Produto Potência Hidrelétrica 2028

Dentre as definições preliminares da minuta de Portaria de Diretrizes do MME, objeto da Consulta Pública nº 160/2024, estão os produtos que serão comercializados no LRCAP de 2024. Observa-se que, em cada produto, são especificados os tipos de empreendimentos, termelétricas e hidrelétricas, cujos titulares poderão apresentar ofertas.

As hidrelétricas são uma agradável novidade deste certame que, pela primeira vez, abriu a possibilidade de competição de mais de uma fonte energética, o que deve ser elogiado e louvado, por ecoar em sintonia com a diretriz de transição energética com uma maior participação de fontes limpas e renováveis. Por outro lado, na referida minuta da Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024 não foram especificados os tipos de combustíveis aptos à habilitação técnica para os projetos termelétricos.

A minuta de Portaria apresentada na Consulta Pública nº 160/2024, já em seu primeiro artigo, determina que o objetivo do LRCAP de 2024 é garantir o atendimento à necessidade de potência do Sistema Interligado Nacional (SIN) *“por meio da contratação de fontes de geração despacháveis centralizadamente”*. Tal diretriz, por si só, já exclui do certame todas as fontes de geração de natureza não despachável, como, por exemplo, PCHs, usinas solares, eólicas e alguns tipos de termelétricas a biomassa. Tal diretriz também está de acordo com sugestão feita pela EPE, para que neste leilão só fossem incluídas tecnologias com despacho controlável.

Adicionalmente, a determinação dos produtos do LRCAP de 2024 traz reforço à definição das fontes que poderão participar como ofertantes no certame. As diretrizes determinam a participação de projetos termelétricos novos e usinas termelétricas existentes (sem indicar o combustível a ser utilizado por estas) e a ampliação de empreendimentos hidrelétricos existentes.

De fato, a inserção dos projetos de ampliação da capacidade de usinas hidrelétricas existentes por meio da instalação de novas unidades geradoras que disponibilizarão potência adicional ao SIN é um importante avanço em comparação ao LRCAP realizado em 2021, no qual foi permitida a participação apenas de usinas termelétricas. Neste sentido, cabe destacar que algumas hidrelétricas que operam no país possuem previsões de ampliação de capacidade desde seus primeiros estudos, justamente com o propósito de atendimento à ponta.

Os LRCAPs, na forma de potência, são necessários para promover a indústria nacional, gerar e manter empregos e qualificar a mão de obra do setor energético brasileiro. Nesse contexto, as usinas hidrelétricas são de extrema relevância para o desenvolvimento da tecnologia nacional e para o reaquecimento desse mercado no Brasil.

Diversas usinas hidrelétricas existentes possuem grande potencial para o incremento da capacidade de potência, além de fornecerem diferentes e variados benefícios para a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). Diante disso, reconhecemos como muito acertada a decisão do MME e EPE de incluir no LRCAP de 2024 a possibilidade de participação de projetos de ampliação da capacidade de hidrelétricas existentes, por meio da instalação de unidades geradoras adicionais, e que contribuirão com uma maior disponibilidade ao SIN de potência despachável e controlável de forma centralizada pelo ONS.

Importante destacar os benefícios e atrativos da contratação de potência por parte de projetos de ampliação de usinas hidrelétricas existentes, que são empreendimentos limpos e renováveis:

- provimento de flexibilidade operativa ao sistema, em virtude de sua capacidade de armazenamento de água;
- prestação de serviços ancilares;
- promoção da expansão na geração de energia renovável, de forma racional, para manter o caráter renovável da matriz elétrica brasileira, com confiabilidade, segurança e modicidade tarifária pelo grande porte dos projetos de ampliação do número de unidades geradoras de projetos existentes (ajudando a assegurar a própria expansão das demais fontes renováveis intermitentes, limpas e renováveis, mas não despachadas centralizadamente, tais como eólicas e solares fotovoltaicas);
- exploração do potencial hidrelétrico disponível no Brasil por meio de usinas hidrelétricas existentes, que ainda têm o potencial de definir o “aproveitamento ótimo hidrelétrico” provendo disponibilidade de potência adicional ao Sistema Interligado Nacional (SIN);
- manutenção do desenvolvimento da indústria brasileira, sendo que o fornecimento para usinas hidrelétricas de grande porte é de domínio da cadeia produtiva nacional, e;
- aceleração da transição energética rumo ao “Net Zero”, colaborando com a redução de emissões de gases poluentes e contribuindo para o atingimento das metas de descarbonização do Brasil.

Além disso, o MME, por meio da Nota Técnica nº 37/2024/DPOG/SNTEP, optou por excluir outras tecnologias devido à urgência em se contratar disponibilidade de potência para o perfeito atendimento aos requisitos de segurança do sistema. Como mencionado anteriormente, a viabilização de tecnologias não tradicionais demanda uma melhor caracterização dos produtos, indicando, por exemplo, duração máxima de despacho, frequência máxima de despacho e *trigger* operativo, além da definição de encargos que incidem ou não durante momentos de carga ou descarga de energia.

Ainda, deveria haver sinalizações claras quanto ao local de instalação e tipo de exploração desse recurso. Por exemplo, seria possível a instalação de baterias apenas “*Behind The Meter*” de plantas de geração eólicas e solares fotovoltaicas, ou seria possível, também, a instalação “*Behind The Meter*” em consumidores de energia, ou até mesmo em instalações por meio dos inovadores “Agentes Armazenadores e/ou Agentes Agregadores de Recursos Energéticos Distribuídos” (REDs)? Entendemos que são temas que deverão ser objeto de amplo debate público nos próximos anos. Dessa forma, como consequência da exclusão de outras fontes inovadoras, obtêm-se uma simplificação do LRCAP de 2024 neste momento, dado que a inclusão destas demandaria um aumento da sofisticação das regras do certame.

Ante o exposto, reitera-se a parabenização ao MME e EPE pelo desenvolvimento da metodologia para o cálculo da disponibilidade de potência dos projetos de ampliação de capacidade de usinas hidrelétricas existentes a partir da instalação de novas unidades geradoras, que possibilitou a inserção dessa fonte no LRCAP 2024.

Dessa forma, a Copel ressalta a importância da priorização do produto hidrelétrico, por se tratar de uma fonte limpa e renovável, que não implica em custos adicionais para os consumidores, tais como, por exemplo, o pagamento de um Custo Variável Unitário (CVU) das usinas termelétricas. Frisa-se, mais uma vez, que as ampliações de capacidade instalada já eram previstas em alguns projetos hidrelétricos e a oportunidade de implantá-las permite concluir o ciclo de implantação de seus projetos. Trata-se, em última análise, de garantir condições de viabilidade para a conclusão das obras de empreendimentos que já foram parcialmente implantados, tendo sido devidamente autorizados e licenciados no passado, para de fato terem sua conclusão finalizada com a estruturação via obtenção de recebíveis.

Por fim, entendemos que deve haver um mecanismo que permita a participação dos projetos de ampliação de usinas hidrelétricas existentes em todos os produtos do LRCAP de 2024 – de forma faseada. Ou seja, aqueles projetos que não se sagraram vencedores do Produto Hidrelétrica 2028 e estejam tecnicamente aptos, poderão ter sua oferta automaticamente redirecionada em uma rodada final no certame para o Produto Termelétrico 2027, bem como para o Produto Termelétrico 2028, desde que apresentem vantajosidade para os consumidores, em sintonia com o princípio da modicidade tarifária. Essa possibilidade garante o máximo de oferta para as usinas hidrelétricas, assegurando o melhor preço para o consumidor, bem como uma melhor adequação do período de transição energética rumo ao “Net Zero”, observando-se o princípio da modicidade tarifária.

2.2.1 Usinas Hidrelétricas Elegíveis à participação no LRCAP de 2024

A participação de projetos de ampliação de empreendimentos hidrelétricos no LRCAP de 2024 está condicionada ao acréscimo de capacidade instalada de usinas hidrelétricas existentes por meio da instalação de unidades geradoras adicionais, cujo despacho poderá ser controlável pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), conforme transcrito a seguir:

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

(...)

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. (grifo nosso)

Nota-se que a Minuta de Portaria do LRCAP de 2024 não especifica de forma inequívoca a forma de ampliação de capacidade instalada, que poderia se dar a partir de adição de novas unidades geradoras, ou, em uma interpretação mais ampla, por meio da modernização e/ou repotenciação de usinas hidrelétricas existentes (sendo que esta abordagem mais ampla a Copel entende que não ecoa em sintonia com as diretrizes do LRCAP de 2024, como se demonstrará ao longo deste documento).

Em relação à modernização e/ou repotenciação de usinas hidrelétricas em operação comercial, tal procedimento pode ser realizado mediante a substituição das unidades geradoras existentes por outras mais modernas, capazes de ampliar a potência instalada da usina, mas com impactos nos atuais contratos de suprimento, devido à interrupção da operação das unidades geradoras para execução da repotenciação e/ou modernização, com menor disponibilidade para o Sistema Interligado Nacional (SIN) durante o período de obras.

Nesse sentido, faz-se necessário analisar o contexto de **“ampliação”** da capacidade instalada de usinas hidrelétricas existentes. A esse respeito, a Nota Técnica nº 37/2024/DPOG/SNTEP elegeu que a ampliação da capacidade instalada de usinas existentes é caracterizada pela **adição de novas unidades geradoras**, em complemento às unidades já em operação nas hidrelétricas existentes, conforme transcrito a seguir:

3.40. Quanto à participação de usinas hidrelétricas, entende-se que a partir dos processos de descotização de uma série de usinas até 2027, torna-se viável uma oferta hidrelétrica relevante que não estaria alcançada pelo regime de cotas criado pela Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, em virtude da legislação atual. Desse modo, como um primeiro movimento no sentido da utilização desse recurso nas contratações de reserva de capacidade na forma de potência, propõe-se a possibilidade de participação, no LRCAP de 2024, **apenas da ampliação** de potência de usinas hidrelétricas não abarcadas no regime de cotas, **por meio da instalação de novas unidades geradoras específicas para esse fim**. (grifo nosso)

No entanto, observou-se que a Nota Técnica EPE-DEE-IT-017/2024-r0 considerou (respeitosamente, de forma inadequada), no cálculo da capacidade total a ser comercializada no LRCAP de 2024, a potência

adicionada ao SIN como aquela “*proveniente de modernização e/ou repotenciação do empreendimento hidrelétrico com acréscimo de capacidade instalada, em MW*”.

Dessa forma, a partir da divergência entre os documentos integrantes da presente Consulta Pública nº 160/2024, pode haver dúvidas sobre qual é o tipo de investimento que será considerado “ampliação” elegível à participação no LRCAP de 2024.

Não obstante ao tipo de ampliação de capacidade instalada que será aceita para participação no certame, cumpre destacar que a Aneel, ao regulamentar os critérios e procedimentos para a realização de investimentos que serão considerados nas tarifas de usinas que tiveram sua concessão prorrogada ou licitada nos termos da Lei nº 12.783/2013, definiu, por meio do Submódulo 12.4 dos PRORET, aprovado pela Resolução Normativa nº 1.003/2022, as seguintes definições para o termo “ampliação”:

3. DEFINIÇÕES E CLASSIFICAÇÃO

3 Para os fins deste Submódulo, consideram-se as seguintes definições:

I – Ampliação: compreende a instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalação de geração existente ou a adequação dessa instalação, visando aumento da capacidade de geração.

4. Caracteriza-se como ampliação o aumento de potência instalada para atendimento ao aproveitamento ótimo, com **acréscimo de unidades geradoras**.” (grifo nosso)

Logo, de acordo com a definição do Submódulo 12.4 dos PRORET, a expressão “ampliação” poderia compreender tanto o acréscimo de unidades geradoras como também a repotenciação e/ou a modernização.

Todavia, a Copel manifesta sua opinião de que o emprego tecnicamente correto para a terminologia “ampliação” para o caso de acréscimo de novas unidades geradoras é o mais aderente à definição apresentada pela minuta de Portaria de Diretrizes para o LRCAP de 2024, tendo em vista que esta forma de ampliação representa a adição de potência integralmente nova à usina e que será disponibilizada ao SIN, podendo ser despachada de forma controlável centralizadamente pelo ONS. Por sua vez, o caso da repotenciação e/ou modernização de unidades geradoras existentes deve ser analisado com maior detalhamento, haja vista que compreende algumas complexidades, não possibilitando, por exemplo, o despacho controlável de forma centralizada apenas da potência incremental adicional de uma máquina repotencializada e/ou modernizada.

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), os investimentos em ações de recapitação de unidades geradoras em usinas existentes visando o incremento de capacidade instalada são esporádicos, o que diverge no senso comum devido ao tamanho e idade das usinas existentes. Isso ocorre, porque o arcabouço regulatório do setor elétrico não é composto por mercados e/ou mecanismos que remunerem o montante energético adicional proveniente do investimento necessário. Inclusive, para as usinas exploradas sob o regime de cotas, o ganho incremental de energia sequer é integralmente disponibilizado ao concessionário, pois é de direito dos consumidores de energia elétrica.

As simulações realizadas pela EPE em 2019, divulgadas em Nota Técnica, apontam para um potencial de até 50 GW de potência passível de repotenciação e/ou modernização, distribuídos em 51 usinas em todos os submercados. Para essa simulação, foi considerado o parque existente em dezembro de 2018, em que a capacidade instalada de usinas hidrelétricas no Brasil alcançou o total de 107.768 MW, além das seguintes premissas:

- considerou somente usinas com potência instalada superior a 100 MW; e
- levou em conta usinas com vida operativa de pelo menos 25 anos e que não tivessem sido ainda eficientizadas.

Dessa forma, esse tipo de investimento em repotenciações e/ou modernizações deve ser analisado de acordo com as oportunidades e desafios que representam para o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB). As oportunidades são refletidas pelo aumento de capacidade instalada, conforme exposto acima, sem a necessidade de novas licitações e construção de novos parques hidrelétricos.

Contudo, **os projetos de repotenciação e/ou modernizações podem afetar o cumprimento de contratos regulados existentes firmados pelas usinas hidrelétricas que atualmente estão em operação, ao deixarem de disponibilizar energia e potência ao SIN durante o seu período de obras, dado que esse modo de intervenção enseja a interrupção da operação das unidades geradoras durante um período significativo de implantação.**

Prova deste potencial impacto aos contratos existentes é o fato de que, conforme Anexo I da Resolução Normativa nº 1.033/2022, as modernizações e/ou repotenciações de unidades geradoras de hidrelétricas existentes fazem jus ao expurgo da indisponibilidade na apuração do MRA/FID, nas seguintes condições:

- b) intervenções declaradas pelos agentes relativas à **modernização ou reforma que tragam ganhos operativos ao sistema elétrico**, limitadas a 12 (doze) meses para cada unidade geradora durante a vigência de sua outorga ou da respectiva renovação, e ocorridas após 120 (cento e vinte) meses após a liberação para operação comercial, observado que, no caso de futuras obras, a SFG deverá ser previamente informada; (grifo nosso)

Assim, projetos de modernização e/ou repotenciação demandam uma inescapável parada de equipamentos existentes em distintas fases da obra de “ampliação”, e, para viabilizar tais projetos, ter-se-ia que beneficiá-lo duplamente com o enquadramento como “ampliação” em um conceito ampliado para o LRCAP de 2024, e, com uma obra homologada a luz da regulamentação supracitada, dispondo de expurgo da apuração do MRA/FID referente às indisponibilidades dos equipamentos existentes, o que é inevitável para a modernização e/ou repotenciação. Ainda, a indisponibilidade destas unidades geradoras durante os respectivos períodos de obras, pioraria a situação de necessidade premente de disponibilidade de potência para o SIN antes mesmo de 2027.

É inequívoco que existe diferença regulatória, jurídica e técnica de engenharia entre os conceitos de “ampliação” por adição de novas unidades geradoras e os conceitos de modernização e/ou repotencialização. Tais diferenças devem ser devidamente consideradas, autorizando-se a participar do LRCAP de 2024 somente as novas unidades geradoras que possam, em sua integralidade, ser despachadas centralizadamente pelo ONS no âmbito do respectivo CRCAP, mantendo-se a devida separação entre potência e energia.

Adicionalmente, vale ressaltar que existem desafios relacionados ao tempo do contrato de concessão de usinas hidrelétricas que podem ser objeto de ampliação, dado que tanto as usinas com potencial de novas unidades geradoras, quanto aquelas que podem ser objeto de repotenciação e/ou modernização, são aquelas instaladas há mais tempo no SIN.

Nesse contexto, adicionalmente, as usinas hidrelétricas existentes que podem ser objeto de repotenciação e/ou modernização podem:

- ter sido prorrogadas, provavelmente se encaixando nos termos da Lei nº 12.783/2013 e constituindo uma usina em regime de cotas, cuja participação foi descartada pela minuta da Portaria de Diretrizes para o LRCAP de 2024 disponibilizada na presente Consulta Pública nº 160/2024, conforme recomendado pela Nota Técnica nº 37/2024/DPOG/SNTEP;
- ter suas concessões com vencimento nos próximos 10 anos, com a possibilidade de serem objeto de prorrogação nos termos da Lei nº 9.074/1995, ou

- estar com o contrato de concessão próximo ao fim, cujo vencimento se dará antes do término do Contrato de Reserva de Capacidade na forma de potência (CRCAP), caso estas se saírem vencedoras do LRCAP de 2024, pois o prazo dos CRCAPs é de 15 (quinze) anos e ainda há que se considerar o período de obras antes da vigência dos respectivos CRCAPs (tem em torno de 3 anos).

Dessa forma, dada a incerteza trazida pela falta de clareza da minuta de Portaria de Diretrizes para o LRCAP de 2024, disponibilizada na Consulta Pública nº 160/2024 em tela, acerca da tipologia de "ampliação", **é necessário que a Portaria explicite sobre a possibilidade ou não da participação de empreendimentos hidrelétricos que ampliem a potência instalada a partir de atividades de repotenciação e/ou modernização (o que acredita-se não ser tecnicamente correto), ou que explicite que somente poderão participar os projetos de ampliação por meio da instalação de novas unidades geradoras, que poderão ter o seu despacho controlado de forma centralizada (o que acredita-se ser tecnicamente mais adequado).**

Importante registrar que é possível que projetos de repotenciação e/ou modernização não sejam habilitados tecnicamente para a participação no LRCAP de 2024 dadas as dificuldades mencionadas acima, com destaque para a sua falta de aptidão para controle de despacho centralizado da potência incremental adicionada ao SIN, apartada dos atuais contratos de energia que tais unidades geradoras das usinas hidrelétricas existentes possuem.

Ademais, cumpre destacar que o empreendedor, ao decidir pela modernização e/ou repotenciação da usina sob sua titularidade, tem a intenção de se beneficiar com o acréscimo do montante de Garantia Física de energia por meio da ampliação da capacidade instalada. Além disso, para o hipotético caso de inclusão de projetos de modernização e/ou repotenciação no LRCAP de 2024, questiona-se como será realizada a segregação da potência associada ao certame e qual potência está associada aos contratos existentes de comercialização de energia, visto que serão tratadas na mesma unidade geradora modernizada e/ou repotenciada (por exemplo, no caso de repotenciação de uma máquina de 100MW para 110MW, como seria segregado no LRCAP os 10MW adicionais de potência? Como seriam despachados centralizadamente pelo ONS somente os 10MW adicionais de uma mesma máquina que já possui contratos pretéritos de venda de energia?). Ainda, no caso de modernizações e/ou repotenciações, existem algumas questões que carecem de maior debate, para eventual inclusão de tais projetos em leilões a partir de 2025, como: especificidades do cálculo da Garantia Física, contribuição de potência de usinas repotenciadas e formas aceitas de repotenciação (por exemplo, aceitar-se-á aumento de potência somente pela mudança de parâmetros de *setup* de unidade geradora via *software*?).

Esta última questão é um exemplo claro da complexidade de análise das repotenciações e/ou modernizações de usinas hidrelétricas existentes, pois a repotenciação de hidrelétricas pode se dar de diversas formas, sendo algumas controversas. Uma delas seria o aumento de potência a partir da alteração do nível normal de montante do reservatório. Outra forma poderia se dar pela mera alteração do ponto de operação das máquinas de uma usina, resultando "ampliação" de sua potência nominal, o que praticamente não exige investimento. Um exemplo é a modificação do ponto de operação de uma máquina atualmente configurada para gerar até 100MW, aumentando sua potência para 110MW, somente com uma alteração no software dos equipamentos. Em ambos os casos, a usina pode, de fato, apresentar incremento de capacidade em termos de potência, mas não se enquadram no espírito da contratação de investimentos na ampliação da quantidade de unidades geradoras adicionais a serem operadas centralizadamente com despacho controlável pelo ONS. Além do mais, em alguns casos, apesar de fácil implantação, tais soluções podem trazer relevantes impactos à operação do sistema e da respectiva cascata ou até se provarem ineficazes e mesmo destrutivos às capacidades atuais das máquinas, o que pode não ser adequadamente considerado por agentes menos diligentes com uma eventual visão de curto prazo.

Dessa forma reforça-se que tais soluções de modernização e/ou repotenciação devem ser vedadas no LRCAP de 2024, considerando a imaturidade das análises pertinentes a estas, e conseqüente risco de distorção da competição no certame e de aferição de benefício econômico não compatível com o nível de investimentos requeridos, usufruindo de receitas que outrora seriam suficientes para outros projetos que, de fato, agregam novas unidades geradoras ao SIN, com um efetivo aumento de unidades geradoras a serem integralmente despachadas centralizadamente pelo ONS no âmbito dos CRCAPs. Neste ponto, atenta-se para a modicidade tarifária, pois os consumidores não gostariam de pagar o ERCAP no montante de uma unidade geradora nova e ganhar apenas uma reprogramação de *setup* de uma máquina antiga, que ainda terá a sua vida útil diminuída e cujo problema eventualmente ficará para ser enfrentado por um outro concessionário, diferente daquele que participou do LRCAP de 2024, pois a outorga pode ser inferior ao prazo do respectivo CRCAP.

Ademais, na hipótese de um gerador hidrelétrico mais arrojado aumentar a potência unitária de suas usinas ainda no ano de 2024, resultante exclusivamente de uma mera correção de parâmetros técnicos do *setup* de unidades geradoras, ele poderia antecipar a entrada em operação comercial de 1º de janeiro de 2028 para o mês seguinte do LRCAP de 2024, por exemplo, com uma antecipação de mais de 3 (três) anos da entrada em vigor do CRCAP, o que poderia ser reconhecido como falta de isonomia na competição com projetos de implantação de novas unidades geradoras adicionais de empreendimentos hidrelétricos existentes, que exigem em torno de 3 (três) anos para a realização de grandes obras.

Ressalta-se que as novas potências unitárias das unidades geradoras dos empreendimentos hidrelétricos existentes na condição anterior poderão ser utilizadas nos decks dos modelos de planejamento e atualizadas a partir de aditivos nos contratos de concessão dos empreendimentos a partir do mês seguinte de realização do LRCAP de 2024. Assim, o que se cogita apenas a título argumentativo, poderia ser analisada a concepção de um produto “Potência Hidrelétrica 2025”, destinado a projetos de modernização e/ou repotenciação de hidrelétricas existentes a partir de reprogramação de unidades geradoras já em operação comercial, com entrega anterior até mesmo que com relação às termelétricas existentes e descontratadas. Caso se aprofunde nos detalhes e implicações da contratação deste tipo de repotenciação, ela pode eventualmente ser incluída no LRCAP de 2025, com um produto “Potência Hidrelétrica 2026”, ainda anterior ao produto Potência Hidrelétrica 2028 em tela, este sim objeto do LRCAP de 2024.

Importante também destacar objetivo da realização do Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP) de 2024, conforme a própria minuta de Portaria de Diretrizes disponibilizada na Consulta Pública MME nº 160/2024, que é “*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 geração despacháveis centralizadamente***”; e “*contratar empreendimentos que 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*”, o que evidentemente é um produto que somente pode ser atendido pelas ampliações de usinas hidrelétricas com a instalação de unidades geradoras adicionais e não vinculadas à contratos de energia pretéritos (e não por projetos de modernizações e/ou repotenciações).

Não obstante às limitações da interpretação ampla de “ampliação” de usinas existentes mediante repotenciação e/ou modernização, destaca-se também a recomendação de não incluir os empreendimentos hidrelétricos explorados pelo regime de cotas de Garantia Física.

Destarte, a minuta de Portaria de Diretrizes para o LRCAP de 2024 disponibilizada na Consulta Pública MME nº 160/2024 impõe a restrição de participação de projetos de ampliação de capacidade de usinas hidrelétricas que tenham sido prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Cabe ressaltar que a situação das usinas hidrelétricas sob regime de cotas motivou importantes discussões quando da realização do LRCAP de 2021. Naquela ocasião, agentes com usinas sob este

regime apresentaram diferentes teses para que suas usinas fossem consideradas aptas a ofertar potência naquele procedimento competitivo, mas cujos argumentos não prosperaram.

A Nota Técnica nº 56/2021/DPE/SPE, referente ao LRCAP de 2021, justifica tal exclusão das usinas cotistas do LRCAP apontando a incerteza se essas usinas poderiam comercializar potência, mesmo que proveniente de ampliações de capacidade instalada, motivado pelo que estabelece o art. 4º da Lei 12.783/2013:

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.

§ 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. (grifo nosso)

Assim, a principal questão que coloca em dúvida a possibilidade da participação das usinas hidrelétricas cotistas no LRCAP é relativa à vinculação entre energia e potência associada nos contratos em regime de cotas, tendo em vista a determinação legal de que a Garantia Física e a potência associadas a ampliação de usinas hidrelétricas sob regime de cotas são direitos do consumidor, e não do agente gerador.

Logo, a vedação de participação de usinas cotistas tem por base as dúvidas sobre a comercialização de potência por essas usinas hidrelétricas existentes, mesmo que proveniente de ampliações de capacidade instalada, de acordo com o art. 4º da Lei nº 12.783/2013. Em resumo, trata-se de um impedimento legal.

Fazendo referência ao Submódulo 12.4 dos PRORET, destaca-se que o concessionário de um determinado empreendimento de geração prorrogado ou licitado nos termos da Lei nº 12.783 tem o direito a uma receita adicional após realizar investimentos associados à “ampliação” de capacidade instalada, mediante autorização por parte do Poder Concedente. Vejamos:

4. INVESTIMENTOS SUJEITOS A ADICIONAL DE RECEITA

6. A partir do reajuste tarifário de 2015 as concessionárias de geração **farão jus ao recebimento de adicionais de receitas**, conforme abaixo:

I – **remuneração de investimentos e custos de operação e manutenção associados a ampliações de potência instalada de geração autorizadas pelo Poder Concedente** (Grupo 3).

7. A concessionária tem o **direito ao adicional de receita referente aos investimentos em ampliação a partir da data de entrada em operação comercial das instalações**, sendo que seu cálculo será realizado apenas no reajuste subsequente à conclusão da melhoria efetivamente comprovada por ato da fiscalização da ANEEL.

8. Investimentos associados a ampliações somente poderão ser executados após autorização prévia do Poder Concedente, e estabelecimento da respectiva receita.

(...)

10. **O aumento da potência instalada de energia em decorrência de investimentos realizados em ampliação implicará receita adicional de operação e manutenção**, a ser atualizado até a data do reajuste anterior à entrada em operação comercial da ampliação e incorporado ao GAG no processo subsequente de reajuste. (grifo nosso)

Com isso, a Copel atesta que o MME tomou decisão acertada, até porque em sintonia com a legislação em vigor, ao não permitir a participação de usinas cotistas no LRCAP de 2024, na medida em que estes empreendimentos, por já estarem contratados no regime de cotas, e, em face a esta condição, poderiam alterar a dinâmica concorrencial do certame, inibindo a participação de novos empreendedores na contratação de potência no horizonte dos novos leilões.

Deve-se ter em conta que, pelo fato de já possuírem tarifas reguladas, os agentes que possuem usinas hidrelétricas sob o regime de cotas poderiam adotar uma conduta mais agressiva na precificação de suas propostas no LRCAP 2024, valendo-se, para tanto, de uma transferência de renda entre os consumidores cativos para os consumidores livres e autoprodutores, sendo que poderia até mesmo se interpretar que os consumidores cativos estariam pagando a mesma conta duas vezes. Esclarece-se que uma eventual oferta de valores mais baixos do que a receita teto por usinas cotistas eventualmente autorizadas a participar do LRCAP, poderia ser dar em virtude de que a rentabilidade do projeto de ampliação abrangerá o recebimento de receita por meio das distribuidoras de energia elétrica (consumidores cativos). Conseqüentemente, a contratação de potência seria suportada, erroneamente, somente pelos consumidores cativos, reduzindo o valor do ERCAP a ser suportado por todos os consumidores, quais sejam, consumidores cativos das distribuidoras (pagando novamente), mas desta vez dividindo a conta com os consumidores livres e autoprodutores.

Portanto, importante destacar que no caso hipotético de eventual autorização de participação de usinas cotistas, por exemplo, seriam beneficiados os agentes autoprodutores e consumidores livres, em detrimento dos consumidores cativos das empresas de distribuição de energia elétrica, o que é uma distorção, que afronta ao princípio da busca pela modicidade tarifária.

A participação das usinas hidrelétricas cotistas, muito embora possa proporcionar, no curto prazo, lances menores na receita fixa requerida para disponibilidade de potência a ser contratada no certame, acabaria, no entanto, fornecendo um sinal econômico distorcido para novos investimentos no Setor Elétrico Brasileiro (SEB), impactando nos fluxos de caixa para contratação de potência no médio e no longo prazo.

Adicionalmente, além dos riscos supracitados, ressalta-se que a participação de usinas hidrelétricas cotistas está condicionada à criação de novo arcabouço infralegal, e a sua eventual e incerta inclusão no LRCAP de 2024 poderia gerar risco de ser declarada a ilegalidade do próprio certame, com grande prejuízo ao sistema, que precisa contratar urgentemente disponibilidade adicional de potência para o curto prazo, ou seja, para os anos de 2027 e 2028. Ainda, importante sopesar os argumentos de transferência de recursos de consumidores cativos para os consumidores livres e autoprodutores, em afronta ao princípio da modicidade tarifária.

Por estes argumentos, defendemos a manutenção da regra de não permitir a participação no LRCAP de 2024 de usinas hidrelétricas que foram prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783/2013, conforme proposto na minuta de Portaria de Diretrizes objeto da Consulta Pública nº 160/2024. Contudo, solicita-se o ajuste de redação da Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024 para esclarecer que os projetos de ampliação de usinas hidrelétricas fiquem restritos somente àqueles projetos que são baseados na instalação de unidades geradoras adicionais, proporcionando, de fato, nova potência despachável, com controle centralizado, totalmente à disposição do SIN para a otimização da operação energética.

2.3. Fator de Disponibilidade

A Copel entende que a metodologia que calcula o Fator de Disponibilidade de Capacidade é adequada. É importante que a potência a ser disponibilizada ao sistema pelos projetos exitosos no LRCAP de 2024 reflita, na medida do possível, as condições operativas do Sistema Interligado Nacional (SIN), sem que se perca a coerência com os demais estudos de longo prazo. Eventuais modificações metodológicas, com modelos de mais curto prazo, devem ser estudadas e avaliadas antes de uma eventual aplicação que afete a competitividade de forma isonômica em um leilão de capacidade com a remuneração por potência.

Entretanto, o Balanço de Potência é uma ferramenta desenvolvida pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), cujo deck de dados de entrada foi disponibilizado para o caso base do PDE 2032. Contudo, o deck de dados inclui uma planilha protegida por senha, impossibilitando que os usuários procedam com alterações e/ou simulações, e, portanto, não permitindo também a elaboração de estudos de sensibilidade. **Assim, solicitamos que o deck de dados seja atualizado com a possibilidade de alteração de todas as informações pelos agentes geradores, para elaboração de seus estudos de sensibilidade e análises de risco.**

Considerando que a metodologia proposta para estabelecimento da contribuição de potência proveniente do acréscimo de potência instalada de usinas hidrelétricas existentes se baseia em ferramenta desenvolvida pela própria EPE (Balanço de Potência), e, dado o ineditismo da própria proposta, sugerimos que seja realizado pela EPE um Workshop com os agentes geradores, como oportunidade para apresentação da ferramenta, permitindo, assim, o uso da ferramenta para estudos internos.

2.4. Cálculo de demanda do LRCAP de 2024 e priorização de fontes que colaborem com a transição energética

Para que o Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP) de 2024 cumpra seu objetivo primordial, de contratar os serviços de disponibilidade de potência despachável, com controle centralizado, necessários para se garantir a segurança e estabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN), explorando a competição como principal instrumento de incentivo à eficiência e à modicidade tarifária, é importante que a demanda a ser contratada no LRCAP de 2024 reflita fielmente as reais necessidades do sistema, com significativo coeficiente de segurança, garantindo sua estabilidade e confiabilidade no curto, médio e longo prazos. Tal situação, deve ser analisada frente aos recentes acontecimentos do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), em que fluxos bidirecionais e Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) estão avançando com cada vez maior velocidade, e, especialmente, com montantes que tendem a superar as mais agressivas estimativas. Dois claros exemplos são (i) o aumento exponencial de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) solar fotovoltaica, que pode entrar e sair do sistema em curtíssimos períodos, por conta de nuvens e outros fatores aleatórios, bem como o (ii) o aumento do número de veículos elétricos e híbridos conectados ao sistema, com as suas inerentes estações de recarga rápida, que proporcionam importantes variações instantânea de cargas.

Dessa forma, ficará a cargo do Ministério de Minas e Energia (MME) determinar os montantes a serem contratados, com base em estudos conduzidos pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) que, considerando os critérios de suprimento definidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), deverão elucidar as necessidades requeridas pelo sistema, com adequada margem de segurança.

Nesse contexto, vale ressaltar algo que já é de conhecimento geral a respeito da operação de sistemas hidrotérmicos e hidro-termo-eólicos como o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB): as fontes térmicas, eólicas e solares fotovoltaicas possuem características operativas específicas. A fonte termelétrica, na grande maioria dos combustíveis aplicados, tem a função principal de proteção contra hidrologia desfavorável (contando geralmente com altos Custos Variáveis Unitários - CVU), enquanto a eólica e solar fotovoltaica geram eletricidade quando existe disponibilidade de suas respectivas fontes primárias (vento e sol). Nesse ambiente, **a hidrelétrica é a ÚNICA fonte capaz de atender às variações de carga de maneira a minimizar o valor presente para o valor esperado do custo total de operação, e, assim, a contratação de disponibilidade de potência a partir da ampliação de usinas hidrelétricas existentes, por meio da instalação de unidades geradoras adicionais, deve ser priorizada e maximizada.**

Neste sentido, por mais que o MME tenha liberdade para determinar a demanda do LRCAP de 2024, sabe-se que sua escolha fica de certa forma condicionada às justificativas provenientes dos estudos retro mencionados. Sendo assim, é importante aos competidores do certame previsto para 30 de agosto de 2024 terem ciência das principais questões que podem impactar o volume total a ser contratado. Neste sentido, algumas questões se destacam:

- os critérios de segurança do suprimento definidos pelo CNPE;
- a definição dos períodos críticos para análise do montante a ser contratado;
- a contribuição das usinas hidrelétricas no Balanço de Potência.

No que tange a primeira destas questões, destaca-se os critérios atualmente determinados pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE):

- *Loss of Load Probability*/Probabilidade de Perda de Carga: LOLP \leq 5%, em base anual; e
- CVaR da Potência Não Suprida: CVaR5% (PNS) \leq 5%, em base mensal.

O primeiro destes critérios determina que, para cada ano, o percentual de cenários que apresentam déficit de potência não pode ultrapassar 5% (cinco por cento). Já no segundo critério, para cada mês, os valores de Potência Não Suprida (PNS) são ordenados, e, calcula-se a média dos 5% (cinco por cento) maiores valores. A média da PNS para estes piores cenários não pode ultrapassar 5% (cinco por cento) da demanda máxima instantânea.

Ou seja, caso o CNPE opte por reduzir estes percentuais, haverá necessidade de contratação de quantidade maior de disponibilidade de potência no sistema para cumprimento dos critérios de segurança e confiabilidade, o que traz uma maior necessidade de contratação de potência no LRCAP de 2024, e, com isso, uma maior garantia de segurança, confiabilidade e estabilidade para o Sistema Interligado Nacional (SIN), o que é de especial interesse tendo em vista o atual cenário de interrupção com diversas novas tecnologias adentrando o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) de forma cada vez mais veloz.

Por outro lado, alterar algumas premissas utilizadas para cálculo de demanda como o número de horas utilizados para formação do bloco de carga crítica, também pode alterar a demanda do LRCAP de 2024.

Apesar da metodologia de cálculo de necessidade de potência utilizada pela EPE ser conhecida, existe ainda incerteza quanto ao número final de demanda a ser contratado no LRCAP de 2024. Essa incerteza diminui à medida que se aproxima a data de realização do certame, mas ainda é acentuada, principalmente porque não existe obrigação de que EPE e ONS sigam exatamente as premissas e metodologias pré-definidas em seus estudos.

Normalmente, o valor de demanda do LRCAP não é conhecido antes do final do próprio certame, dado que não revelar a demanda do leilão evita comportamento estratégico dos participantes e induz a revelação de preços com eficiência ótima, em sintonia com o princípio da modicidade tarifária. **Não é esperado que isso mude, mas a publicação ampla dos critérios e estudos adotados para a contratação pode ser considerada uma boa prática.**

Atualmente, a melhor previsão pública de necessidade de potência disponível foi apresentada pela EPE, no documento "Caderno de Requisitos de Energia e Potência - PDE 2032", publicado em dezembro de 2022. Neste documento, que já está desatualizado, a demanda de potência para o início de 2028 foi apresentada em torno de 5GW e atingia valores próximos a 8GW ao final deste mesmo ano, e início de 2029. Então, por estes estudos, poderia ser interpretada a necessidade de contratação de mais de 8GW para estarem disponíveis ao sistema durante o ano de 2028, e, antes do início de 2029, para quando provavelmente serão realizados novos certames depois de ser conhecido o resultado do LRCAP de 2024.

Adicionalmente, o Operador Nacional do Sistema (ONS) publicou em 2023 (e, portanto, também desatualizado), o Plano de Operação Energética 2023-2027, que indica que os critérios de suprimento de potência preconizados pelo CNPE não são plenamente atendidos, com violação do CVaR5%(PNS) e LOLP já em 2027. No caso da LOLP, por exemplo, que não deve exceder o limite de 5%, é atingido o valor de 7,8% no ano de 2027. Tal situação corrobora a decisão do MME em inserir na minuta da Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024 um produto que considera a entrada em operação já em meados de 2027. Entretanto, tais contratações, provavelmente mais caras, não devem diminuir a contratação de potência a partir de empreendimentos mais limpos e renováveis, que também podem apresentar valores mais em sintonia com o princípio da modicidade tarifária.

Em paralelo à situação exposta, o último LRCAP foi realizado em 2021, sendo que não foram realizados leilões que eram esperados para os anos de 2022 e 2023, que, considerando o início de suprimento em janeiro de 2028, poderiam ter sido realizados nas modalidades “A-6” e “A-5”, respectivamente.

Assim, acredita-se ser importante que sejam publicados documentos atualizados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE) a respeito da real necessidade de contratação de potência para a garantia da segurança energética do Sistema Interligado Nacional (SIN).

A minuta de Portaria de Diretrizes para o LRCAP de 2024, assim como os documentos associados à Consulta Pública MME nº 160/2024, não menciona qual será o critério de seleção de vencedores para este certame. Entretanto, é possível analisar o que foi considerado para o Leilão de Reserva de Capacidade de 2021 e os resultados obtidos, conforme segue.

No LRCAP de 2021, a seleção dos vencedores do produto capacidade considerou como critério o preço da potência ofertado pelos participantes. Este valor era definido considerando a receita fixa e a disponibilidade de potência declarados pelo vendedor. Além disso, o preço da potência levava em consideração o Custo Variável Unitário (CVU) declarado das usinas termelétricas, multiplicado por um Fator de Despacho (f), que representa a previsão do número de horas em que a usina será despachada.

Para fins de contratação de potência do primeiro LRCAP (de 2021), o valor do Fator de Despacho (f) foi definido em 120 horas por ano, equivalente a 10 horas por mês. Importante ressaltar que o Fator de Despacho (f) é não vinculante, ou seja, não atribui obrigação de que o despacho ocorrerá seguindo o número de horas definido, e foi utilizado apenas no estabelecimento do critério de seleção naquele certame.

Considerando a baixa expectativa de horas de despacho usada para declarar os vencedores do LRCAP de 2021, geradores que declararam uma Receita Fixa mais baixa dispuseram de chances maiores de vencer aquele certame. Da mesma forma, o Fator de Despacho (f) reduzido foi um incentivo para que geradores declarassem Custos Variáveis Unitários (CVUs) mais altos, o que favoreceu usinas termelétricas existentes com requisitos de Receita Fixa mais baixos, diminuindo-se a atratividade para a construção de projetos novos, que efetivamente agregassem uma maior disponibilidade de potência nova ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

Apesar do pagamento pelo produto “Potência Termelétrica” não ser diretamente influenciado pelo CVU declarado do empreendimento termelétrico, é importante que esse valor faça parte do critério de seleção das termelétricas eventualmente vencedoras do LRCAP de 2024, para evitar alocação de custos excessivos aos consumidores. Registra isso, porque tal fato se deu no passado, pois para o LRCAP 2021, sempre que a usina termelétrica for despachada, a diferença entre o CVU e o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) vigente durante o despacho é coberta através de encargos, arcados pelos consumidores.

Ressalta-se, portanto, a importância de não subestimar o Fator de Despacho (f) a ser considerado no critério de seleção de vencedores no LRCAP de 2024, de forma a evitar oneração desnecessária aos consumidores que estão inerentemente atrelados ao Sistema Interligado Nacional (SIN), em estrita observância do princípio da modicidade tarifária.

Para o LRCAP de 2024, em Nota Técnica para avaliar necessidades de aprimoramentos para contratação, a EPE defende a utilização do “valor de 10h como a duração de carga máxima mensal nos estudos de quantificação da necessidade de capacidade de potência”. O estudo considera os períodos de 2018 a 2019, expurgando períodos de crise, assim como curvas de projeção da carga, para avaliar o requisito de potência máxima do Sistema Interligado Nacional (SIN). No entanto, já foi visto no passado recente que o despacho destas usinas pode ser bem superior a 120 horas no ano.

Considerando o exposto acima, caso haja a utilização de Fator de Despacho (f) na definição do critério de seleção de vencedores do LRCAP de 2024, é importante que este fator seja calculado de forma a representar a real necessidade do sistema, no que se refere ao atendimento à demanda de pico.

Isso é importante também em um contexto hipotético de competição direta entre a fonte térmica e a hidrelétrica. Considerando a possibilidade de concorrência entre diferentes fontes por demanda pré-estabelecida, **é imprescindível que a metodologia para calcular o preço da potência ofertada por hidrelétricas considere todos os benefícios de sua contratação. Em especial, a redução de custos alocados ao consumidor de energia elétrica** por parte das usinas hidrelétricas, dada a inexistência de custos variáveis com combustível e outras rubricas, sendo que a contratação de usinas hidrelétricas deveria ser priorizada também por se tratar de empreendimentos que utilizam uma fonte de energia limpa e renovável, em total sintonia com o contexto de transição energética rumo ao “Net Zero”.

Não foram desenvolvidas propostas específicas de aprimoramento para a minuta de Portaria das Diretrizes do LRCAP 2024 com relação ao tópico em tela, do montante de potência a ser contratado, mas solicita-se que no momento de definição da metodologia de seleção de vencedores e do montante de potência a ser contratado em cada produto (termelétrico ou hidrelétrico) do LRCAP de 2024, sejam considerados os seguintes critérios, caso haja uso do Fator de Despacho (f):

- não subestimar o referido Fator de Despacho (f), a ser considerado no critério de seleção de vencedores em diferentes produtos previstos para o LRCAP 2024;
- calcular o Fator de Despacho (f) de forma a representar a real necessidade do sistema no que se refere ao atendimento à demanda de pico; e
- **priorizar a contratação do Produto Potência Hidrelétrica 2028, com possibilidade de antecipação da entrada em operação comercial e obtenção de receita pela nova potência disponível, pois os empreendimentos hidrelétricos são uma fonte de energia limpa e renovável, com impactos socioambientais reduzidos, visto já serem empreendimentos existentes, que também contribuem com os consumidores por não acarretarem no pagamento de Custos Variáveis Unitários (CVUs) e serem mais aderentes às diretrizes globais de transição energética rumo ao “Net Zero”.**

2.5. Antecipação remunerada

A Copel parabeniza o Ministério de Minas e Energia (MME) pela definição explícita de antecipação de remuneração a partir da entrada em operação do ativo, no caso das usinas hidrelétricas existentes objeto de ampliação. Entende-se que essa previsão pode ser altamente benéfica para o Sistema Interligado Nacional (SIN), caso haja demanda de potência nos anos anteriores ao início do suprimento originalmente proposto (2028), o que parece ser o caso, até porque existe um produto termelétrico previsto para meados de 2027. A antecipação da remuneração para os projetos de instalação de

unidades geradoras adicionais em usinas hidrelétricas é de fato uma oportunidade para ativos que tem capacidade de entrar em operação antes do início do período de suprimento do Produto Hidrelétrico 2028, e, assim, tornarem-se mais competitivos durante o LRCAP de 2024. Por fim, tal previsão ainda mitiga os efeitos da não realização de leilões de potência nos anos de 2022 e 2023.

A minuta de Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024 define que a antecipação da entrada em operação comercial de todos os projetos vitoriosos no certame ficará à critério do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), que avaliará se cada antecipação em específico gera benefício para o Sistema Interligado Nacional (SIN). No entanto, é importante que sejam apresentados critérios mais claros quanto à possibilidade de antecipação dos recebíveis, especialmente para as usinas hidrelétricas existentes, cuja previsão é para janeiro de 2028, sendo que o próprio certame contratará potência para meados de 2027, para que os agentes geradores possam de fato considerar esta possibilidade em suas ofertas, assumindo apenas riscos gerenciáveis de tempo de desenvolvimento de projetos das novas unidades geradoras de hidrelétricas (que já são suficientemente complexos), o que pode contribuir para a modicidade tarifária.

Assim, sugere-se que a possibilidade de antecipação de entrada em operação comercial e com uma consequente extensão do período de suprimento e incremento de receita para todos os projetos, especialmente para as ampliações de hidrelétricas, esteja vinculada apenas ao estágio de implementação da usina e sua capacidade de fazê-lo, bem como à disponibilidade para a conexão do projeto de ampliação ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Especialmente considerando a subjetividade de mensurar o benefício desta antecipação para o SIN, é essencial permitir ferramental robusto para que os agentes consigam mapear essa possibilidade, o que também corrobora o pedido anterior de publicidade dos estudos a respeito da demanda a ser atendida com o LRCAP de 2024.

Sugere-se, portanto, que na versão final da Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024 conste de forma explícita os critérios para autorização de antecipação, atrelados ao cumprimento de requisitos para entrada em operação comercial do projeto de ampliação da potência disponível ao SIN.

2.6. Requisitos para Habilitação Técnica

O art. 8º da minuta de Portaria de Diretrizes para o LRCAP de 2024 disponibilizada na Consulta Pública MME nº 160/2024 aloca à Empresa de Pesquisa Energética (EPE) a responsabilidade de Habilitação Técnica dos projetos interessados em comercializar potência no certame.

O referido artigo, estabelece que os projetos interessados em participar do LRCAP de 2024 devem requerer cadastramento e habilitação técnica na EPE, por meio do encaminhamento da Ficha de Dados e a documentação referida na Portaria nº 102, de 22 de março de 2016. Essa diretriz é usualmente adotada nos leilões regulados, sendo de conhecimento de todos os agentes do setor elétrico, o que permite que titulares de potenciais projetos participantes de leilões regulados se planejem antecipadamente e providenciem os documentos que são tradicionalmente exigidos, conforme art. 4º da Portaria nº 102 vigente desde o ano de 2016:

- estudos e relatórios ambientais exigidos no processo de licenciamento ambiental, a serem definidos pelo licenciador;
- cópia da Licença Prévia (LP), Licença de Instalação (LI) ou Licença de Operação (LO), ou autorizações/declarações ambientais emitidas pelo órgão ambiental competente, compatíveis com o projeto;

- documento emitido pelo ONS ou distribuidora local intitulado Parecer de Acesso, ou documento equivalente, para a conexão do projeto à Rede Básica e/ou rede de distribuição de energia elétrica;
- para empreendimentos hidrelétricos, Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica (DRDH), emitida pelo órgão competente; e
- para projetos de ampliação, Projeto Básico devidamente aprovado pela Aneel.

Os requisitos para Habilitação Técnica de projetos são tradicionais, de notório conhecimento público, sendo inequívoco o entendimento da importância da sinalização positiva por parte dos órgãos governamentais envolvidos com as análises dos projetos que poderão participar do LRCAP de 2024, especialmente órgãos de meio ambiente, Aneel e ANA, de forma a se garantir que os projetos que efetivamente participem do certame sejam minimamente viáveis e factíveis. **Desta forma, parabeniza-se pela correção da minuta da Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024, sendo que nenhuma flexibilização para o cadastramento e Habilitação Técnica de projetos deve ser cogitada, devendo ser exigidas todas as licenças, autorizações e aprovações citadas e já conhecidas e consagradas desde o ano de 2016.**

Em geral, os requisitos para Habilitação Técnica de projetos ligados a aspectos operativos devem ser mais restritivos para as usinas termelétricas, uma vez que estas devem, por exemplo, cumprir requisitos mínimos de flexibilidade operativa e comprovar disponibilidade de suprimento de combustível. No caso dos requisitos de flexibilidade operativa publicados na minuta disponibilizada na Consulta Pública nº 160/2024, eles inviabilizam a competição para usinas que requeiram tempos elevados de rampa, ou restrições quanto ao tempo que devem se manter ligadas ou desligadas. Garantias mais firmes de suprimento de combustíveis visam estimular a entrada de projetos mais qualificados tecnicamente no certame e é desejável que sejam mantidas.

Por outro lado, a Minuta de Portaria de Diretrizes para o LRCAP de 2024 traz uma série de requisitos ligados à conexão dos projetos ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Dentre os critérios, observa-se a obrigatoriedade dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) ou de Distribuição (CUSD) previamente à realização do leilão, sob pena de não serem considerados para fins de Habilitação Técnica pela EPE. Embora essa obrigação não seja problemática quando se trata de usinas geradoras existentes para a potência instalada atual, no caso de ampliações de hidrelétricas e usinas termelétricas novas, este pode ser um importante limitador.

Exigir que os participantes com projetos novos ou com projetos de ampliação de hidrelétricas existentes, antes de se sagrarem vencedores, apresentem CUST ou CUSD à EPE em até 75 (setenta e cinco) dias antes da sessão pública do LRCAP de 2024 faz com que esses agentes estejam submetidos a riscos associados a multas e penalidades dos contratos de transmissão ou distribuição, os quais carregam cláusulas para desconstrução. O CUST possui uma garantia de fiel cumprimento de 36 (trinta e seis) meses de Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST), enquanto o CUSD depende de cada distribuidora especificamente, por meio das regras da Resolução Normativa nº 1.000/2021.

Adicionalmente, apesar de a minuta da Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024 disponibilizada na Consulta Pública nº 160/2024 não mencionar, existe hoje na regulação aplicável a obrigatoriedade de assinatura dos Contratos de Conexão às instalações de Transmissão (CCT) até 90 (noventa) dias após a emissão do Parecer de Acesso, tal qual o CUST ou CUSD. Dessa forma, existe o risco de o agente ser levado a assinar também os contratos de conexão antes mesmo de se sagrar vencedor do leilão (para os casos em que o Parecer de Acesso deve ser obtido com 36 meses antes da entrada e operação comercial), o que traria ainda mais riscos relacionados a multas por descumprimento contratual, caso o projeto não se sagre vencedor do certame e não conclua a conexão à rede elétrica.

A minuta de Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024 também propõe a dispensa da apresentação do Parecer de Acesso, isso porque para a assinatura do CUST já se faz necessário esse documento. A emissão de Parecer de Acesso está ligada à Garantia de Financeira para Solicitação de Acesso (GPA), que é equivalente à 3 (três) meses de EUST, o que gera um montante menor, logo, um risco menor para os geradores que desejem participar do trâmite em questão.

Em relação ao LRCAP realizado em 2021, não foi exigido CUST/CUSD ou a apresentação do Parecer de Acesso e/ou mesmo apresentação da Informação de Acesso (que posteriormente foi extinto) dos empreendimentos conectados na Rede Básica. Ademais, em relação ao CUST/CUSD, a apresentação destes, apesar de não obrigatória, configurou como uma vantagem para aqueles empreendimentos que tinham tais contratos assinados para a participação no LRCAP de 2021. Isso porque a apresentação dos contratos de uso da rede visou detectar os projetos que não precisariam disputar as margens de escoamento calculadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Entretanto, tal premissa somente é válida no caso do LRCAP de 2024 para termelétricas existentes e descontratadas, sem a previsão de ampliação de capacidade. Tal situação não se aplica, por exemplo, para termelétricas novas, e, especialmente, para a ampliação de capacidade de hidrelétricas existentes, cuja potência adicional deve ser objeto de análise quanto à capacidade de escoamento do ponto de conexão já acessado, mas o atual CUST/CUSD somente considera, naturalmente, a potência atualmente instalada (e não a potência após a implantação da ampliação).

Dessa maneira, do ponto de vista de geradores com ampliação de hidrelétricas existentes ou novos projetos, não é razoável a necessidade de apresentação dos CUSTs ou CUSDs assinados para a potência adicional a ser disponibilizada ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

Considerando que a classificação do agente gerador non LRCAP de 2024 também está condicionada à avaliação da margem de escoamento disponível no barramento candidato, boa parte do risco de impedimentos na conexão já é mitigado ao se realizar o filtro de participação somente de projetos que tenham capacidade de escoamento remanescente suficiente no ponto de conexão ao SIN.

De forma similar, não parece adequado cobrar o Parecer de Acesso antes do LRCAP de 2024 para projetos novos ou ampliações de usinas hidrelétricas existentes, considerando que este também pode exigir o aporte de garantias antes da realização do certame. Caso não seja prevista a devolução das garantias, em caso de o agente não se sagrar vencedor do LRCAP de 2024, haverá risco aos participantes do certame.

Entretanto, como se trata praticamente de um "leilão A-3", há que se considerar que, pela regulamentação aplicável do Operador Nacional do Sistema (ONS), este estipula que, caso "o acesso envolver a implantação de ampliação e/ou reforço na Rede Básica ou nas DIT, além daqueles relacionados ao ponto de conexão, a solicitação de Parecer de Acesso deve ocorrer em 3 (três) anos antes da entrada em operação comercial", e, no LRCAP de 2024, o prazo para entrada em operação do Produto Termelétrico 2027 é menor do que 3 (três) anos a partir da data do leilão, o que exige que eventuais projetos de termelétricas novas deveriam participar do LRCAP 2024 já com o Parecer de Acesso emitido pelo ONS. Para ampliações de usinas hidrelétricas existentes que exigissem reforços na Rede Básica, o Parecer de Acesso deveria ser obtido apenas em algumas semanas após a realização do LRCAP de 2024 para cumprir o referido requisito dos 3 (três) anos de antecedência. Tal situação também corrobora a opinião de que o Produto Termelétrica 2027 deveria ficar limitado a usinas termelétricas existentes e descontratadas.

Outro ponto importante que deve ser levado em consideração, no estabelecimento de critério de seleção de vencedores do LRCAP de 2024, é em relação à margem remanescente de escoamento do Sistema Interligado Nacional (SIN), conforme exposto pela minuta de Portaria de Diretrizes para o certame. No entanto, é importante que sejam mitigados os riscos de que os projetos vencedores sejam impedidos de

entregar a disponibilidade de potência pela existência de gargalos nas redes, fator não gerenciável por tais agentes.

Ainda, tendo em vista a previsão de realização do Leilão de Transmissão nº 02/2024 para o dia 27 de setembro de 2024, com investimentos previstos no valor de R\$ 4,1 bilhões, abrangendo os estados da Bahia, Minas Gerais, Espírito Santo, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, envolvendo a construção de 848 km de novas linhas de transmissão, além do aumento de 1.750 MVA na capacidade de transformação, importante que os estudos do ONS sobre a margem de escoamento para o LRCAP de 2024 já considerem os projetos de transmissão de energia elétrica previstos para o referido Leilão de Transmissão nº 02/2024, até porque os respectivos Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUSTs) já foram celebrados até a data limite de 15 de março de 2024, de forma a ampliar a oferta de projetos no LRCAP de 2024, fomentar a competição, e, assim, alcançar a modicidade tarifária.

Considerando o cenário dinâmico das margens de escoamento, faz-se necessário que os projetos a serem contratados no LRCAP de 2024 conheçam as condições previstas para o seu acesso ao Sistema Interligado Nacional (SIN) de forma antecipada e planejada. Desta forma, além de dever serem disponibilizados o deck e a metodologia do cálculo da margem de escoamento específica para o LRCAP de 2024, entende-se que a Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024 deverá exigir para cadastramento e Habilitação Técnica pela EPE, no mínimo, a apresentação de documento emitido pelo ONS ou pela distribuidora responsável pelo ponto de conexão do projeto, que seja similar à extinta Informação de Acesso, por parte dos projetos interessados em participar do LRCAP de 2024.

Logo, propõe-se que todos os empreendimentos existentes deverão ter CUST/CUSD válido apenas para a potência atual (antes da ampliação), como parte dos requisitos para Habilitação Técnica pela EPE para participação no LRCAP de 2024. Os projetos de ampliações de hidrelétricas existentes, além do CUST/CUSD vigente para a potência antes da ampliação, deverão ter ao menos um documento similar a extinta Informação de Acesso emitida pelo ONS ou distribuidora responsável pelo ponto de conexão, considerando a potência a ser ampliada. Para os novos projetos, também deve ser exigido ao menos um documento similar à extinta Informação de Acesso, devidamente emitido pelo ONS ou pela distribuidora do local do ponto de conexão do novo projeto.

Diferente dos critérios relacionados à conexão de novos projetos e/ou ampliação de empreendimentos existentes ao Sistema Interligado Nacional (SIN), a minuta da Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024 não cita a necessidade de apresentação de licenças ambientais para Habilitação Técnica dos projetos pela EPE. De fato, é comum e tradicional que as licenças ambientais ao menos em nível locacional sejam apresentadas antes dos certames acontecer. No caso de ampliações de empreendimentos existentes ou novos, tal requisito pode filtrar a participação de projetos ambientalmente inviáveis, o que é vantajoso, *vis a vis* a necessidade urgente de viabilização da disponibilidade de potência ao SIN, considerando ainda que os processos para ampliações de usinas existentes tendem a ser mais rápidos, caso viáveis sob a ótica socioambiental.

A adição de requisitos ligados a apresentação de comprovante de viabilidade socioambiental no caso das ampliações de hidrelétricas existentes pode ser interessante para filtrar agentes que apresentem projetos de difícil viabilização socioambiental e/ou cultural, pois é positivo que somente participem do LRCAP de 2024 projetos que efetivamente sejam viáveis sob a ótica socioambiental e cultural, porque, do contrário, o Ministério de Minas e Energia (MME) poderá contratar projetos de papel, que seriam contratados, mas que não seriam efetivamente implementados, e, assim, cuja potência adicional não seria efetivamente disponibilizada para auxiliar na melhoria da segurança, confiabilidade e estabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Dessa forma, filtrar a oferta de projetos e empreendimentos existentes para o LRCAP 2024 já no momento de Habilitação Técnica pela EPE, seria muito positivo para o consumidor e impediria que agentes não diligentes façam ofertas de quantidade ousadas no certame, e se saírem vencedores sem serem capazes de entregar o produto para atendimento ao SIN, além de aumentar a demanda remanescente a ser atendida.

Ademais, para os projetos de ampliações de usinas hidrelétricas existentes, os equipamentos principais, tais como turbinas, geradores e transformadores elevadores, são fabricados sob demanda, não existindo produtos prontos e padronizados, “de prateleira”. Cada usina hidrelétrica requer um projeto específico, e, por exemplo, ensaios de modelo reduzido, que demandam longo tempo de elaboração e análise. O tempo de fabricação para estes tipos de equipamentos é longo, razão pela qual se faz necessário um prazo adequado para a implantação dos projetos de ampliação de usinas hidrelétricas por meio da instalação de unidades geradoras adicionais, sendo que no prazo estipulado para o LRCAP de 2024, deve-se prever a participação apenas de agentes que já tenham os respectivos Projetos Básicos aprovados pela Aneel, com as novas Garantias Físicas devidamente calculadas e publicadas pelo MME, com licenciamento ambiental que garanta a viabilidade socioambiental e cultural do projeto e que conte ao menos com documento equivalente à extinta Informação de Acesso devidamente emitido pelo ONS ou pela concessionária de distribuição do ponto de conexão, que garanta a viabilidade da disponibilidade da potência que será contratada no certame.

Ainda, em atendimento ao Manual para Empreendedores AEGE da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), os proponentes de projetos hidrelétricos devem disponibilizar a Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica (DRDH) para cadastramento de seus empreendimentos nos leilões. Especialmente para os projetos de ampliação de usinas hidrelétricas existentes, é imprescindível que seja exigida comprovação de Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica (DRDH) ou de uma nova Outorga de Direito de Uso de Recursos Hídricos já considerando a ampliação de potência, sob pena de ser contratada potência no LRCAP de 2024 que não necessariamente será entregue durante a vigência dos respectivos CRCAPs, em afronta ao princípio da modicidade tarifária.

A aprovação do Projeto Básico de projetos de ampliação de usinas hidrelétricas existentes por parte da Aneel implica na aprovação dos parâmetros a serem empregados na determinação do montante de Garantia Física, associada à implantação do projeto, que deverá necessariamente ser calculada pelo MME anteriormente ao LRCAP de 2024, sendo um requisito para caracterizar o projeto que poderá disputar o certame.

A necessidade de os projetos novos e/ou de ampliação de empreendimentos existentes terem tido os seus respectivos Projetos Básicos devidamente aprovados pela Aneel também acarreta a necessidade de uma nova Garantia Física a ser calculada e aprovada pelo MME antes do LRCAP de 2024, sendo que para os empreendimentos existentes com previsão de ampliação de capacidade, o cálculo da Garantia Física deverá se dar a partir de uma Revisão Extraordinária da Garantia Física.

O cálculo das Garantias Físicas dos projetos que poderão participar do LRCAP de 2024 está devidamente regulamentado, e a publicação da nova Garantia Física é essencial para viabilizar a ampliação de hidrelétricas com acréscimo de energia gerada, e, assim, otimizar os lances de potência no certame, em sintonia com o princípio da modicidade tarifária, sendo fundamental que sejam incluídas nas diretrizes do leilão um dispositivo para que o MME calcule e publique a nova Garantia Física, em revisão Extraordinária, antes da realização do LRCAP de 2024.

Propõe-se, por sua vez, a adoção da metodologia de Revisão Extraordinária de Garantia Física, prevista na Portaria MME nº 406/2017, considerando que se trata de ampliação de capacidade instalada de empreendimentos existentes. A vigência desta nova Garantia Física ficaria condicionada ao êxito do projeto de ampliação no LRCAP de 2024. A energia adicional da Garantia Física recalculada deverá,

conforme previsto no Decreto nº 2.655/1998, ser destinada ao Mecanismo de Relocação de Energia (MRE), dispondo, o gerador de energia, do respectivo lastro para livre negociação desta energia adicional.

A comercialização de eventual aumento de Garantia Física associado à capacidade instalada adicional das novas unidades geradoras de uma usina hidrelétrica existente pode ser um elemento a ser considerado pelo empreendedor em seu plano de negócio. Ao ter expectativa de obtenção de receitas com a venda da Garantia Física incremental, o gerador pode reduzir a receita fixa necessária no LRCAP de 2024 para viabilizar o negócio, o que ecoa em sintonia com o princípio da modicidade tarifária, por reduzir o ERCAP pago por todos os consumidores cativos, consumidores livres e autoprodutores de energia elétrica.

Ainda que o agente gerador possa solicitar posteriormente ao LRCAP de 2024 uma Revisão Extraordinária de Garantia Física, isso implica que no desenvolvimento de seu plano de negócio será necessário assumir o risco relativo à sua projeção de Garantia Física, que pode não se confirmar no cálculo oficial e frustrar a receita esperada com a venda de energia. Assim, reforça-se não ser necessário imputar tal risco às usinas hidrelétricas existentes, o que seria uma afronta à modicidade tarifária, uma vez que a nova Garantia Física da usina pode ser calculada antes da realização do leilão e ajudar na obtenção da modicidade tarifária, tal como já definido para a fonte termelétrica e, de praxe, feito em outros leilões do setor elétrico brasileiro, a partir da aprovação dos respectivos Projetos Básicos pela Aneel.

Em resumo, os projetos novos ou a ampliação de empreendimentos existentes devem necessariamente, para serem Habilitados Tecnicamente pela EPE para o LRCAP de 2024, apresentarem licenciamento ambiental ao menos locacional, terem o seu Projeto Básico devidamente aprovado pela Aneel, ter sua nova Garantia Física calculada pelo MME, bem como, no mínimo, ter documento equivalente à extinta Informação de Acesso devidamente publicado pelo ONS ou pela distribuidora do ponto de conexão. Ainda, os projetos de ampliação de hidrelétricas devem necessariamente possuir Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica (DRDH) ou uma nova Outorga de Direito de Uso de Recursos Hídricos, emitida pela Agência Nacional de Águas (ANA) ou por órgãos estaduais pertinentes, já considerando a ampliação da capacidade a ser disponibilizada ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

Tendo em vista o LRCAP de 2024 ser praticamente um “Leilão A-3”, com um justo período de obras a ser analisado atentamente pelos agentes geradores, devem ser necessariamente exigidas a Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica (DRDH), Outorga de Direito de Uso de Recursos Hídricos ou outro documento equivalente, emitido por Órgão Gestor de Recursos Hídricos competente, de acordo com o domínio dos recursos hídricos (Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico - ANA ou órgãos estaduais), já considerando a ampliação do respectivo potencial hidrelétrico, cujo documento deve estar em plena vigência e contemplar a disponibilidade dos recursos hídricos em consonância com a demanda de água necessária para a ampliação de potência almejada. Ademais, para a habilitação para o LRCAP de 2024, o Projeto Básico da ampliação de capacidade de usinas hidrelétricas existentes já deve ter sido aprovado pela Aneel e deve ter obtido as licenças socioambientais e culturais que caracterizem a viabilidade de sua respectiva ampliação, cujos documentos deverão ter sido obtidos e estarem em plena vigência para caracterizar a ampliação da capacidade de hidrelétricas como factível e viável sob os aspectos socioambientais e culturais, pois, caso contrário, o LRCAP de 2024 pode contratar empreendimentos que não serão viabilizados no prazo almejado, para meados do ano de 2027 ou início de 2028, que é um prazo desafiador e que o sistema necessita de potência, de forma urgente, para manter a segurança energética, confiabilidade e estabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Ademais, o art. 9º da minuta da Portaria de Diretrizes para o LRCAP de 2024 disponibilizada na Consulta Pública nº 160/2024 lista características de empreendimentos que **não** serão habilitados tecnicamente

pela EPE. Em relação ao item que apresenta os requisitos que os empreendimentos termelétricos devem atender, a referida minuta de Portaria não trouxe outros critérios de Habilitação Técnica, para além daqueles definidos quando da elaboração do LRCAP de 2021, dado a possibilidade de participação de tecnologias além das térmicas.

Para os projetos e empreendimentos termelétricos, os critérios são voltados a requisitos mínimos de flexibilidade, com o intuito de que o Operador Nacional do Sistema (ONS) venha a ter maior flexibilidade para a modulação de carga e de que o agente vencedor fique menos exposto quando acionado para atendimento à ponta, para o qual será remunerado pelo seu Custo Variável Unitário (CVU) apenas nos momentos de necessidade do sistema.

Ademais, ainda em relação à ausência da definição de requisitos, a EPE aponta, na NT 50/2023-r0, a necessidade de definição de critérios adicionais de Habilitação Técnica. Como exemplo, cita-se a necessidade de definição de um limite total e diário para o acionamento (considerando horas críticas), com essa definição clara e com uma metodologia/parâmetros bem definidos para assegurar essa capacidade de entrega e garantir a participação mais eficiente das demais tecnologias aptas a atender tais requisitos.

No LRCAP realizado em 2021, os empreendimentos termelétricos deveriam apresentar disponibilidade para acionamento em todos os momentos do contrato (descontados TEIF e IP). No entanto, para viabilizar a participação de outras fontes, além das térmicas, a proposta apresentada pela EPE para o LRCAP de 2024 é que os agentes estejam aptos a apresentar uma disponibilidade durante as 120 horas mais críticas do ano e durante as 4 horas mais críticas por dia.

2.7. Geração de energia e MRE

A minuta de Portaria de Diretrizes para o LRCAP de 2024 disponibilizada na Consulta Pública nº 160/2024 prevê que os empreendimentos vencedores do certame têm direito a uma receita fixa anual, ajustada pelo IPCA, em parcelas mensais. Essa receita deve abranger todos os custos que incorrerem na implementação e operação do ativo de geração que disponibilizará potência despachável de forma centralizada ao Sistema Interligado Nacional (SIN). A minuta de Portaria de Diretrizes para o LRCAP de 2024 prevê, ainda, a possibilidade de antecipação da remuneração a partir da entrada em operação do ativo ampliado (no caso de hidrelétricas existentes).

Esta mesma minuta de Portaria de Diretrizes prevê que, assim como no LRCAP de 2021, a energia gerada pelo ativo contratado no âmbito do LRCAP de 2024 deverá ser de propriedade do agente detentor da respectiva outorga, podendo ele decidir entre operar de forma *merchant*, ou seja, não firmar contrato e vender a energia elétrica gerada no mercado de curto prazo, ou firmar um contrato de compra de energia (*Power Purchase Agreement – PPA*) no mercado livre ou regulado, ficando exposto ao risco de não ser despachado.

Especificamente para projetos de ampliação de capacidade de usinas hidrelétricas existentes, não há tratamento específico a empreendimentos participantes do Mecanismo de Relocação de Energia (MRE) quanto a energia gerada. Assim, cria-se incerteza no tratamento da propriedade da geração proveniente da ampliação realizada pela usina hidrelétrica existentes. No entanto, para estes projetos, como já mencionado anteriormente, em todos os casos de ampliação, repotenciação e/ou modernização, o aumento de Garantia Física, se houver, será de menor porte.

Dessa forma, caso não haja mudança no tratamento da energia proveniente da ampliação de usinas hidrelétricas existentes, a expectativa é que as usinas hidrelétricas do Mecanismo de Relocação de Energia (MRE) não consigam auferir receitas relevantes com a geração adicional de energia advinda do projeto de ampliação, dado que toda energia gerada pelas usinas pertence ao MRE, e a parcela de energia recebida do agente gerador é baseada na Garantia Física que não deverá ter aumento

expressivo. Neste caso específico, o eventual aumento de geração da usina hidrelétrica existentes só se materializa em receitas pequenas provenientes do pagamento de Tarifa de Energia de Otimização (TEO), por doações ao MRE.

Sendo assim, seria interessante que fosse estabelecido, da forma clara mais clara o possível, na Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024, como se dará o tratamento da propriedade da energia gerada para usinas pertencentes ao Mecanismo de Relocação de Energia (MRE), para o caso de ampliação de capacidade de usinas hidrelétricas existentes.

2.8. Aferição de Entrega de Potência e Penalidades

Além da formatação do esquema de remuneração do LRCAP de 2024, outro aspecto que pode ser determinante das receitas do gerador é a metodologia de aferição de entrega dos compromissos contratuais e as respectivas penalidades por eventual não entrega.

Neste sentido, a minuta de Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024 determina que os projetos estão sujeitos a aplicação de penalidades e outros mecanismos de redução de receita fixa definidos pela Aneel. A proposta apresentada no Art. 5º da minuta de Portaria de Diretrizes para o LRCAP 2024 define que a aferição de tal entrega, em linha com o recebimento de uma receita em 12 (doze) parcelas mensais, será realizada em base mensal:

§ 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.

§ 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.

A principal questão com esta definição está relacionada aos critérios que serão considerados para avaliar a “*efetiva disponibilidade*” do agente. Note que o §2º desse mesmo artigo aloca ao empreendedor o risco relativo ao despacho. Apesar de este trecho parecer ser desenhado especificamente para termelétricas, uma leitura abrangente, pode indicar sua aplicação para todos os produtos. Neste caso, se verifica relevante risco para os projetos de ampliação de usinas hidrelétricas existentes, caso a aferição de potência seja realizada considerando seu despacho, que depende de múltiplas variáveis não gerenciáveis pelo empreendedor, como política operativa do ONS, hidrologia e restrições socioambientais etc.

Essa questão é fundamental de ser mais bem esclarecida na Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024 para que o agente gerador possa internalizar em suas ofertas os riscos de não entrega dos montantes de potência ofertados no certame por motivos alheios à sua gestão (Ibama, ONS, ANA etc.), seja reduzindo a quantidade ofertada de potência a ser disponibilizada ao SIN, seja aumentando o preço de sua oferta para cobrir eventuais penalidades. Assim, caso tal ajuste de alocação de riscos não seja procedido, se afrontará o princípio da modicidade tarifária e inevitavelmente obter-se-ão lances com valores mais altos no certame, de forma haver compensação pelo risco assumido pelo agente gerador.

Do exposto no § 2º do art. 5º da minuta da Portaria de Diretrizes para o LRCAP de 2024 disponibilizada na Consulta Pública nº 160/2024, destaca-se o risco de uma leitura equivocada da aplicação de penalidade ao agente gerador pela indisponibilidade do recurso hídrico, por exemplo, mesmo que os equipamentos eletromecânicos, sob gestão do agente, estejam plenamente disponíveis. Ou seja, por exemplo, uma usina hidrelétrica não pode ser penalizada caso as suas unidades geradoras adicionais estejam aptas para produzir energia se houver recurso hídrico e se ela for efetivamente despachada pelo ONS. Ainda, a disponibilidade hídrica depende de fatores não gerenciáveis pelo agente gerador,

quer seja o fator climático e o fator do despacho centralizado realizado pelo ONS, que possui a prerrogativa de definir temporalmente pela melhor utilização do recurso hídrico afluyente ou armazenado.

Por se tratar de usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente, a gestão da água armazenada e afluyente prevista é realizada integralmente pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), responsável pela gestão do uso da energia acumulada nos reservatórios, de forma a minimizar os custos futuros esperados de energia do SIN e de disponibilidade de potência nos horários de ponta. Não se espera que o ONS irá despachar empreendimentos hidrelétricos se não houver água disponível ou se, dentro de sua estratégia de gestão do SIN, for mais adequado manter a água acumulada nos reservatórios.

Nesse sentido, sugere-se, nas diretrizes do LRCAP de 2024:

- **delimitar o disposto no parágrafo § 2º do Art. 5º para o agente termelétrico, ao qual o texto parece ter sido endereçado; e**
- **esclarecer que a disponibilidade eletromecânica das unidades geradoras adicionalmente instaladas em ampliações de usinas hidrelétricas existentes deve ser apartada da indisponibilidade do recurso hídrico cujo risco, para o caso de venda de potência, não deve ser alocado ao empreendedor, sendo aplicada penalidade apenas em caso de frustração da primeira (indisponibilidade eletromecânica).**

Por ora, a minuta de Portaria de Diretrizes para o LRCAP de 2024 conforme disponibilizada no âmbito da Consulta Publica nº 160/2024 traz de forma mais clara a penalidade associada a indisponibilidade das unidades geradoras:

“§ 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”.

No entanto, a definição dessa penalidade enseja esclarecimentos quanto a duas principais questões:

- a primeira delas é a necessidade de definir, de forma explícita, que a penalidade está associada à apuração realizada no mês anterior, e, dessa forma, caso a penalidade definida para certo mês exceda o limite estabelecido de 50% da receita fixa, não haverá acúmulo de excedentes para meses subsequentes, pois somente assim a penalidade devido a indisponibilidade da unidade geradora deverá ser referente apenas ao mês anterior, não podendo somar-se a “débitos” passados; e
- a segunda questão que carece de esclarecimentos é a definição por parte da minuta de Portaria de Diretrizes do que seria considerada a disponibilidade do ativo que comercializou potência, e, para projetos de ampliação da capacidade de usinas hidrelétricas existentes por meio da instalação de unidades geradoras adicionais, é necessário atentar-se ao tratamento distinto que deve ser endereçado à disponibilidade de potência e à disponibilidade da unidade geradora adicionalmente instalada no empreendimento existente, pois enquanto a disponibilidade de potência está atrelada também ao atendimento a restrições operativas e a falta de água em seus reservatórios por eventual má gestão pelo ONS, a disponibilidade da unidade geradora adicionalmente instalada na usina hidrelétrica existente diz respeito à capacidade da respectiva máquina de realizar a operação em um dado momento, mais ligadas à operação e manutenção, que estão sob gestão do agente.

Ou seja, a disponibilidade de potência da usina hidrelétrica como um todo considera as condições operativas do SIN, inclusive aspectos fora do controle do gerador, tais como restrições ambientais

(Ibama, Ana, ONS etc.). Já a disponibilidade da unidade geradora adicionalmente instalada no processo de ampliação de capacidade da usina hidrelétrica existente considera a condição atual do maquinário, especialmente no que tange necessidades de manutenção, esta sim sob gestão do agente gerador.

De acordo com a Nota Técnica nº 37/2024/DPOG/SNTEP, para a penalidade de 5% (cinco por cento) da parcela mensal a cada hora de indisponibilidade, a apuração do desempenho operativo considera a efetiva disponibilidade da unidade geradora adicional que ampliou a potência disponível ao SIN. Entretanto, a própria minuta de Portaria de diretrizes do LRCAP de 2024 estabelece em outros trechos penalidades associadas a disponibilidade de potência da usina hidrelétrica existente, que devem ser previstas pelo CRCAP devido ao não atendimento aos compromissos de entrega de disponibilidade de potência.

§ 6º Os CRCAPs deverão prever as seguintes penalidades, sem prejuízo de outras a serem definidas pela Aneel: (...)

III - pelo não atendimento aos compromissos de entrega de disponibilidade de potência negociados no LRCAP de 2024;

Assim, falta clareza quanto a obrigação de entrega pelo agente hidrelétrico na versão da minuta da Portaria de Diretrizes para o LRCAP de 2024 conforme disponibilizada na Consulta Pública MME nº 160/2024.

Outra questão relevante relacionada à imposição de penalidades e redução de receitas são os momentos em que é aferida a entrega da disponibilidade da potência adicional ao Sistema Interligado Nacional (SIN). A minuta da Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024 não traz nenhuma disciplina clara quanto a este ponto. Já a Nota Técnica da EPE¹ diz que:

Do ponto de vista comercial, é interessante avaliar o tamanho ideal do período de aferição, considerando o impacto de eventuais penalidades de indisponibilidade na receita total do período e o custo administrativo de contabilização e liquidação para a CCEE.

Nesta mesma Nota Técnica citada acima, a EPE defende que a aferição da entrega do produto negociado no LRCAP de 2024 deve ser realizada nas 120 horas de maior demanda do sistema (horas críticas). Podendo estas serem contabilizadas como as 10 horas críticas de cada mês, ou sendo apuradas de fato anualmente, podendo as horas se acumularem em meses específicos.

Na figura apresentada a seguir, por exemplo, pode ser vista a distribuição do número de cenários críticos de demanda no Sistema Interligado Nacional (SIN). Nota-se que eles se concentram nos últimos meses do ano. Dessa forma, **caso as horas críticas possam ser livremente distribuídas no ano, existe risco de que elas se acumulem nos meses de pior disponibilidade de potência para as hidrelétricas, de forma discricionária.**

¹ EPE, “Estudos para Expansão da Geração: Leilão de Reserva de Capacidade na Forma de Potência – Avaliação de Aprimoramentos para Contratação”. Julho de 2023.

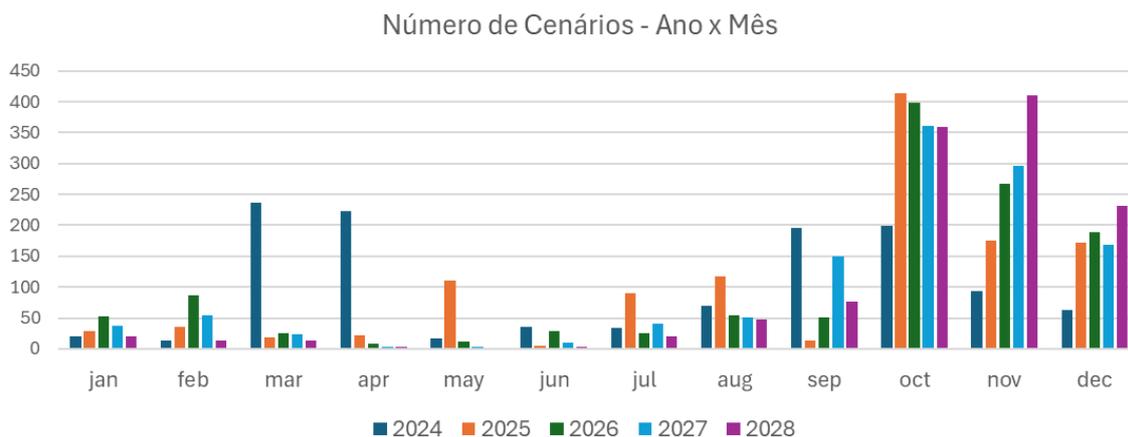


Figura 1 – Evolução de cenários críticos de demanda no SIN.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) ainda sugere um teto diário para entrega do produto potência do LRCAP de 2024, de um máximo de 4 horas em um dia. Dessa forma, as horas críticas não poderiam se acumular em muitas horas de um mesmo dia.

Em resumo, dado o estado atual das regras do LRCAP 2024 acerca da aferição e penalização pela não entrega do produto negociado, existem as seguintes possibilidades de regramento:

1. Penalização considerando apenas a indisponibilidade das unidades geradoras adicionais, de forma a isentar as usinas hidrelétricas existentes de riscos ligados à hidrologia e à imposição de restrições à operação do empreendimento que estão fora do controle do agente gerador (Ibama, ANA, ONS etc.);
2. Penalização considerando a disponibilidade de potência das usinas (efetivamente entregue) incluindo aspectos hidrológicos e operativos (Ibama, ANA, ONS etc.), sendo aferida entrega a todos os momentos do mês ou considerando médias de disponibilidade; ou
3. Penalização considerando a disponibilidade de potência das usinas (efetivamente entregue) incluindo aspectos hidrológicos e operativos (Ibama, ANA, ONS etc.), sendo aferida a entrega nas horas críticas do mês ou do ano.

Dentre as três opções citadas acima, entende-se que a mais adequada é a primeira, reduzindo relevantemente a percepção de riscos dos agentes geradores, isentando-os dos riscos hidrológicos e de imputação de restrições operativas por parte do ONS ou órgãos de meio ambiente, o que também está em sintonia com o princípio da modicidade tarifária. Já a segunda opção apresenta um cenário mais desafiador, em que é requerida das usinas hidrelétricas a disponibilidade de potência negociada a todo o momento. Por fim, a terceira opção traz um meio termo, em que as usinas têm disponibilidade de potência exigida somente em momentos críticos, sendo que todos estes riscos serão precificados pelos respectivos agentes geradores em suas propostas a serem ofertadas no LRCAP de 2024, em afronta à modicidade tarifária. Estes momentos críticos, como mencionados pela EPE, seriam constituídos por horas de maior demanda do sistema, que podem se espalhar por dias e meses do ano, de forma discricionária, com diferentes riscos a serem considerados pelo agente gerador, que precificará tais riscos em seus lances a serem ofertados no certame.

Assim, considerando que as opções 2 ou 3 citadas acima prosperem (o que **não** se acredita ser razoável, mas cogita-se apenas a título argumentativo), os principais riscos aos quais o agente gerador fica exposto são a imputação de novas restrições hídricas e a modificação dos padrões hidrológicos, que são fatores que estão totalmente fora de sua gestão. Tais riscos serão inevitavelmente precificados, e, conseqüentemente, poderão afetar o alcance da almejada modicidade tarifária. Ainda, chama-se a atenção para o fato de que o produto potência não pode ser comprado no mercado, não existindo um

“hedge” a ser contratado pelo agente gerador, e, assim, o único “hedge” possível é aumentar os valores de seus lances no LRCAP de 2024, em afronta à modicidade tarifária.

Neste ponto, vale ressaltar o impacto da alocação de riscos relacionadas às mencionadas restrições hídricas sobre os agentes geradores. Tais restrições de cunho social, ambiental e/ou cultural podem ser impostas por autoridades ou entidades de fora do setor elétrico, tais como Ibama, órgãos estaduais de meio ambiente, ANA, decisões judiciais e comitês de bacias hidrográficas, fugindo do escopo gerencial não somente do concessionário, mas também do próprio ONS e da Aneel. Dessa forma, por estarem vinculadas a autoridades e órgãos do Estado, entende-se que as restrições socioambientais e culturais, que podem prejudicar a exploração da geração hidrelétrica, não sejam consideradas na apuração da disponibilidade dos projetos de ampliação de usinas hidrelétricas vencedoras do LRCAP de 2024.

Adicionalmente, para o cálculo da contribuição de potência de cada projeto de ampliação de capacidade instalada de hidrelétricas existentes, entende-se que devem ser consideradas as restrições socioambientais e culturais ordinárias, assim entendidas aquelas já definidas nas outorgas de recursos hídricos, licenças ambientais ou documentos equivalentes, que já devem ser consideradas nas premissas dos cálculos realizados pela EPE para definição da contribuição de potência e pelo MME para a definição da nova Garantia Física. As restrições socioambientais e culturais extraordinárias, assim entendidas como todas as eventuais novas restrições socioambientais e culturais definidas por autoridades e órgãos do Estado, que não tenham sido consideradas nos cálculos da contribuição de potência do projeto inicial, não devem ser consideradas no futuro na apuração da disponibilidade das ampliações de usinas hidrelétricas vencedoras do LRCAP de 2024.

Ademais, dada a internalização do risco hidrológico na metodologia de cálculo de lastro de potência da ampliação da capacidade de usinas hidrelétricas existentes, entende-se que não deve restar sob responsabilidade do agente gerador qualquer penalidade por risco hidrológico (falta de água ou restrição hidrológica imposta pelos órgãos de Estado envolvidos com a usina), desde que o agente mantenha a disponibilidade plena de seus equipamentos eletromecânicos nos períodos de ponta, devidamente sinalizados no dia anterior pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

Entende-se ser tecnicamente correto que a entrega do produto potência por parte de projetos de ampliação de usinas hidrelétricas existentes deva ser averiguada considerando-se, exclusivamente, a disponibilidade das unidades geradoras adicionalmente implantadas no processo de ampliação de capacidade (daí também a impossibilidade de consideração de repotenciações e/ou modernizações), visto que o gerador hidrelétrico não é dono do seu despacho, que por sua vez é realizado de forma centralizada, com o despacho controlável pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Sendo assim, a ausência de despacho por parte do ONS ou a falta de água por razões alheias à vontade do agente gerador, por indisponibilidade hídrica, por exemplo, não devem ser consideradas como indisponibilidade do gerador que realizou as devidas manutenções preventivas e preditivas, e, portanto, não devem ensejar a aplicação de penalidades ao agente gerador. **Assim, sugerimos que seja assegurado, nas diretrizes do LRCAP 2024, o expurgo do risco hidrológico na apuração da disponibilidade para fins do contrato de potência.** Até mesmo porque a disponibilidade de potência não é um produto que o agente gerador poderia comprar no mercado a título de “hedge”, sendo um risco sem tratamento e desproporcional. Tal risco que não possui ação mitigatória inevitavelmente recairá em valores de lance contrários à modicidade tarifária a ser ofertados no LRCAP de 2024.

Adicionalmente, entendemos que condicionantes hidráulico-operativas que vierem a ser impostas pela Agência Nacional de Águas (ANA) ou pelos órgãos gestores de recursos hídricos responsáveis, restrições ambientais estabelecidas pelo Ibama ou pelos órgãos estaduais de licenciamento ambiental, em restrição à exploração do potencial hidrelétrico pleno, deverão ser expurgadas na apuração da disponibilidade das unidades geradoras adicionais implantadas no

processo de ampliação de capacidade de usinas hidrelétricas existentes, sob gestão do agente de geração.

Adicionalmente, é importante destacar que a formulação apresentada pela Nota Técnica da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF) já é descontado do cálculo da disponibilidade máxima de potência a ser ofertada no LRCAP de 2024. Assim, a aplicação de multa no caso de falha em uma unidade geradora que atenda a franquia de TEIF resultará em uma penalidade dupla para o agente gerador.

Desta forma, sugere-se que não sejam consideradas as horas de parada como passíveis de penalidade, desde que respeitada a franquia anual da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF). A penalidade de 5% prevista na minuta da Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024 deveria ser ajustada para ser aplicável somente a eventos de falhas em unidades geradoras que já tenham excedido a referência anual da TEIF, e, que sejam devidamente verificadas no período de ponta devidamente sinalizado pelo ONS no dia anterior.

Nota-se que a própria regulação reconhece determinado percentual de falha forçada de unidades geradoras por faixa de potência das máquinas, o que gravita em torno do conceito da 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 (são piores) que as taxas de referência (TEIF e IP). Assim, a minuta da Portaria de Diretrizes para o LRCAP de 2024 representa uma inovação regulatória que, por sua vez, além de imputar riscos relevantes aos geradores participantes na apuração da disponibilidade, torna o seu cálculo inexecutável, afinal, indisponibilidades forçadas existem, por isso do estabelecimento do TEIF, pois como em qualquer unidade geradora nova ou existente, são esperadas falhas ao longo da sua vida útil. 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 ao agente gerador, dado que o índice de referência já será utilizado como fator redutor no cálculo da disponibilidade de potência a ser ofertada, como consta do Informe Técnico EPE-DEE-IT-017/2024-r0.

Da forma como colocado na minuta da Portaria de Diretrizes para o LRCAP 2024, a penalização por qualquer indisponibilidade forçada representa risco relevante para os projetos de ampliação de usinas hidrelétricas existentes, o que será precificado em afronta o princípio da modicidade tarifária. A fim de equilibrar o risco associado ao cumprimento do despacho na ponta, entende-se tecnicamente mais correto que a penalidade seja condicionada a ocorrência de indisponibilidade forçada superior aos índices regulatórios de TEIF e nos horários de ponta devidamente sinalizados pelo ONS no dia anterior. 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 referência anual da TEIF e que não estejam disponíveis no horário de ponta devidamente sinalizado pelo ONS no dia anterior.

Considerando a característica de despacho centralizado ao quais as usinas hidrelétricas existentes estão submetidas, entende-se que a avaliação da entrega do produto Potência Hidrelétrica 2028 deve se basear, exclusivamente, na disponibilidade das unidades geradoras adicionalmente implantadas nas hidrelétricas existentes apurada pela Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada (TEIP) e pela Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada Apurada (TEIFa).

Ainda, destaca-se a incerteza de despacho das unidades geradoras adicionais implantadas no processo de ampliação da capacidade instalada de usinas hidrelétricas existentes, que se faz presente de duas formas:

- a incerteza com relação ao despacho programado para o dia seguinte; e
- a incerteza com relação às divergências entre o despacho programado e o despacho intradiário.

Com relação ao despacho previsto na programação para o dia seguinte, o agente gerador hidrelétrico tem condições de gerenciar o risco de incerteza de despacho programado, visto que tem tempo suficiente para preparar a unidade geradora adicionalmente implantada no processo de ampliação de capacidade da usina hidrelétrica, com base em suas manutenções preventivas e preditivas, em horário compatível com o acionamento do dia seguinte.

Contudo, a capacidade de lidar com divergências significativas da operação intradiária comparada à programação no dia anterior pode ser limitada para o gerador hidrelétrico, que deve gerenciar as suas inspeções preventivas e preditivas. Tendo em vista que os incentivos para maximizar a acurácia da programação para o dia seguinte devem ser alocados ao Operador Nacional do Sistema (ONS), entende-se que a responsabilidade sobre a indisponibilidade em casos de divergência entre o despacho programado para o dia seguinte e o intradiário deve ser dividida entre gerador e ONS, não cabendo, neste caso, a penalidade prevista na minuta da Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024.

O produto de disponibilização de potência adicional por meio da ampliação da capacidade das hidrelétricas existentes deveria ter uma temporalidade definida, de até 4 horas diárias em potência máxima, e, não de disponibilidade integral desta potência máxima durante 24 horas por dia. Estas unidades geradoras adicionais só deverão ser acionadas para o atendimento nos momentos mais críticos do sistema, a serem definidos em despacho controlável e centralizado pelo ONS, respeitando a limitação temporal acima citada.

Diante do exposto, do ponto de vista estratégico, seria mais adequado para os projetos de ampliação de usinas hidrelétricas existentes que a aferição de entrega do produto potência hidrelétrica do LRCAP de 2024 não leve em consideração questões hidrológicas e restrições operativas não gerenciáveis pelo empreendedor, considerando para aplicação de penalidades, apenas a indisponibilidade eletromecânica de unidade geradora adicional implantada no processo de ampliação de capacidade das usinas hidrelétricas existentes.

A minuta da Portaria de Diretrizes para o LRCAP de 2024 prevê que as indisponibilidades programadas em períodos previamente definidos pelo ONS não ensejarão a glosa na receita fixa a ser auferida pelo agente gerador. Entende-se que deve ser disciplinado o critério que será adotado pelo ONS para definir os períodos de Indisponibilidade Programada (IP), de forma a garantir a antecedência necessária para que os agentes se programem e contratem as manutenções, e, especialmente, que considerem em seus lances a serem ofertados no LRCAP de 2024 os devidos valores e riscos associados, sob pena de afronta à modicidade tarifária.

Além disso, o §6º do art. 12 da minuta de Portaria de Diretrizes para o LRCAP de 2024 prevê que outras penalidades podem ser fixadas pela Aneel. É importante evitar a sobreposição de penalidades, ou seja, a aplicação de multas ou qualquer outro tipo de penalidade que tenham como causa o mesmo fato gerador, como por exemplo, a indisponibilidade das unidades geradoras adicionais de uma hidrelétrica existentes em determinada hora. Ainda, deixar a cargo da Aneel o estabelecimento de quaisquer penalidades adicionais às definidas pela Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024 cria grande incerteza, uma vez que o edital do leilão é conhecido com pouca antecedência em relação ao certame. Dessa forma, sugere-se a exclusão da penalidade de 5% por hora não disponível. A penalidade aplicada não pode ser a mesma, independentemente do volume não entregue.

Ademais, a penalidade máxima de 50% pode inviabilizar o negócio estruturado por meio dos recebíveis a serem auferidos em decorrência do LRCAP de 2024. A redução desse percentual máximo de 50% mitigaria o risco de impactos financeiros excessivos para os geradores, tornando mais viável o

prosseguimento dos projetos, e, assim, contribuindo para a modicidade tarifária, tendo em vista que será considerado no valor do lance a ser ofertado pelos agentes geradores durante o certame.

Assim, a sugestão de aplicar uma penalidade como a proposta no § 3º, do art. 5, da minuta da Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024, que pode chegar, mensalmente, a 50% da receita fixa do empreendimento após apenas 10h de operação abaixo do compromisso, pode ser considerada como equivalente a inviabilizar a continuidade da operação do empreendimento – impedindo inclusive os investimentos em melhorias para evitar recorrência das falhas. Dessa forma, é imprescindível que seja retirada esta penalidade desproporcional para os projetos de ampliação de usinas hidrelétricas existentes. Na hipótese de o MME optar pela manutenção da penalidade nos termos da minuta da Portaria de Diretrizes disponibilizada na Consulta Pública nº 160/2024, solicita-se que seja feita uma proporcionalização ao percentual de não atendimento da entrega da disponibilidade das novas unidades geradoras implantadas na ampliação da capacidade das usinas hidrelétricas existentes, bem como ajustes na redução, a fim de evitar a cobrança em duplicidade de penalidades pelo mesmo fato gerador. E, ainda, que seja considerada redução de 0,5% por hora, o que ainda representa um valor bastante superior à Receita Fixa do empreendimento por cada hora de geração do mês (1/720 horas = 0,14%).

Sem ainda fazer juízo de valor sobre a dosimetria das penalidades e do impacto que elas podem causar na saúde financeira dos agentes de geração, com relação aos empreendimentos que comercializarem potência no LRCAP de 2024, é possível perceber que existe uma sobreposição de penalidades que tratam do mesmo tema, qual seja, o não atendimento à necessidade de potência do SIN.

O inciso IV, do §6º, do art. 12 da minuta de Portaria de Diretrizes para o LRCAP de 2024 faz referência ao não atendimento ao despacho do ONS e o inciso I, do §3º, do art. 5º, faz referência à não entrega de potência requerida pelo SIN. Se essas penalidades não atendem exatamente ao evento, qual seja, falha no atendimento de entrega de potência ao SIN, no mínimo é possível inferir que a primeira está contida na segunda. Isto é, os tipos descritos para fins de apuração de penalidade, por suas características, ensejam dupla penalização por uma única violação, o que não pode ser aceito.

Já em relação inciso III, do §6º, do art. 12 da minuta da Portaria de Diretrizes para o LRCAP de 2024, o *“não atendimento aos compromissos de entrega de disponibilidade”* está intimamente relacionado ao inciso IV, qual seja, *“não atendimento ao despacho centralizado”*, uma vez que sempre que não ocorrer o atendimento ao inciso IV, o agente também não está atendendo o inciso III.

Importante reforçar que, em maior ou menor medida (*i.e.*, no caso de descumprimento de despacho comandado pelo ONS, de não atendimento ao compromisso de entrega ou de declaração de indisponibilidade pelo ONS), todas as penalidades referem-se a um mesmo fato gerador, qual seja, a indisponibilidade da usina em um momento crítico para o sistema.

Para os casos de ampliação de capacidade de usinas hidrelétricas existentes com a adição de novas unidades geradoras, a penalidade deve ser aplicada apenas à máquina que foi adicionada ao empreendimento. E, em relação às penalidades, por exemplo, em um caso hipotético de participação de projetos de modernização e/ou repotenciação, seria necessário diferenciar as penalidades para a parte da potência pretérita da mesma máquina e a parte da potência incremental adicionada à mesma unidade geradora repotenciada. Assim, no caso de repotenciação, a penalidade deve incidir especificamente sobre a indisponibilidade da potência incremental da unidade geradora hidrelétrica que ficou inoperante. Por exemplo, em uma usina hidrelétrica com uma máquina de 100MW repotenciada para 110MW, a penalidade deve ser aplicada apenas sobre a receita dos 10MW adicionais, mas o fato gerador seria a máquina inteira ter ficado indisponível. Tal fato, por si só, também já afasta a possibilidade de participação de projetos de modernização e/ou repotenciação no LRCAP de 2024.

Quanto ao acúmulo de penalidades, é importante considerar que o excesso de penalidades pode tornar um empreendimento economicamente inviável, prejudicando sua participação de agentes mais prudentes no LRCAP de 2024 e diminuindo a competitividade, o que afronta o princípio da modicidade tarifária.

Por fim, reforça-se que as penalidades serão precificadas pelos agentes geradores, e, caso sejam demasiadamente elevadas, acabarão por afrontar o princípio da modicidade tarifária e aumentar o valor do ERCAP cobrado dos consumidores cativos, consumidores livres e autoprodutores.

3. CONTRIBUIÇÕES À MINUTA DE PORTARIA DE DIRETRIZES PARA O LRCAP 2024

Minuta da Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024

Original/Consulta Pública	Proposta COPEL	Justificativa/Observação
<p>Art. 1º Estabelecer, nos termos desta Portaria Normativa, as Diretrizes para a realização do Leilão para Contratação de Potência Elétrica, a partir de empreendimentos de geração, novos e existentes, que acrescentem potência elétrica ao Sistema Interligado Nacional - SIN, denominado "Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2024 - LRCAP de 2024".</p>	<p>N.A.</p>	<p>A própria Portaria de Diretrizes define a expressão "LRCAP de 2024".</p>
<p>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 geração despacháveis centralizadamente.</p>	<p>Parágrafo único. O Leilão LRCAP de 2024 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 geração despacháveis centralizadamente.</p>	<p>Adequação do texto à terminologia adotada pela própria Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024.</p>
<p>CAPÍTULO I</p> <p>DO LEILÃO DE RESERVA DE CAPACIDADE NA FORMA DE POTÊNCIA DE 2024 - LRCAP DE 2024</p> <p>Art. 2º O montante total de Reserva de Capacidade a ser contratada será definido pelo Ministério de Minas e Energia, com base em estudos da Empresa de Pesquisa Energética - EPE e do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, respeitados os critérios gerais de garantia de suprimento estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE.</p>	<p>N.A.</p>	<p>N.A.</p>

Minuta da Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024

Original/Consulta Pública	Proposta COPEL	Justificativa/Observação
<p>Art. 3º A Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel deverá promover, direta ou indiretamente, o LRCAP de 2024, em conformidade com as Portarias nº 514/GM/MME, de 2 de setembro de 2011, nº102/GM/MME, de 22 de março de 2016, na presente Portaria Normativa e com outras que vierem a ser estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia.</p>	<p>N.A.</p>	<p>Os requisitos para Habilitação Técnica de projetos pela EPE são tradicionais, de notório conhecimento público desde o ano de 2016, por meio da Portaria nº102/GM/MME, sendo inequívoco o entendimento da importância da sinalização positiva por parte dos órgãos envolvidos com as análises dos projetos que poderão participar do LRCAP de 2024, de forma a se garantir que os projetos que efetivamente participem sejam minimamente viáveis e factíveis sob todas as óticas, inclusive sob a ótica socioambiental e cultural. Desta forma, parabeniza-se pela correção da minuta da Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024, sendo que nenhuma flexibilização para o cadastramento e Habilitação Técnica deve ser cogitada, devendo ser exigidas todas as licenças, autorizações e aprovações que já são tradicionalmente exigidas em todos os leilões.</p>
<p>Parágrafo único. O Leilão previsto no caput deverá ser realizado em 30 de agosto de 2024.</p>	<p>Parágrafo único. O Leilão LRCAP de 2024 previsto no caput deverá ser realizado em 30 de agosto de 2024.</p>	<p>Adequação do texto à terminologia adotada pela própria Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024. Em tempo, registra-se, explicitamente, que não seja prorrogada a data de 30.08.2024 para a realização do certame, conforme acertada decisão da Comissão Especial dos Leilões de Energia Elétrica (CELEE), em reunião realizada em 9 de fevereiro de 2024, que contou com a participação do Ministério de Minas e Energia (MME), Empresa de Pesquisa de Pesquisa Energética (EPE), do Operador Nacional do Sistema (ONS), da Agência Reguladora de Energia Elétrica (Aneel) e da Câmara de Comercialização de Energia (CCEE), tendo em vista da necessidade urgente de contratação de potência para garantia da confiabilidade do SIN.</p>
<p>Art. 4º No LRCAP de 2024, serão negociados os seguintes produtos:</p>	<p>N.A.</p>	<p>N.A.</p>

Minuta da Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024

Original/Consulta Pública	Proposta COPEL	Justificativa/Observação
<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>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, descontratados, mas com CUST/CUSD devidamente assinados, sem inflexibilidade operativa;</p>	<p>O Produto Termelétrico 2027 deve ser destinado exclusivamente à contratação de usinas termelétricas existentes e descontratadas, devido ao curto prazo para a implantação das adequações para o atendimento à rampa e demais requisitos técnicos entre o LRCAP de 2014 e o COD previsto no respectivo CRCAP, o que inviabiliza a construção de obras de grande porte, mas apenas permite adequações para atendimento aos requisitos informados para a Habilitação Técnica perante a EPE. Tal adequação na formulação do Produto Potência Termelétrica 2027 tem como objetivo otimizar o parque gerador termelétrico já instalado e interligado ao Sistema Interligado Nacional (SIN), ou seja, que já possua CUST/CUSD vigente sem qualquer necessidade de ampliação, e que podem continuar contribuindo com a disponibilidade de potência para o sistema, sem promover impactos ambientais de instalação, alinhando-se à necessária eficiência na gestão do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) e atendimento ao princípio da modicidade tarifária, pois as usinas termelétricas existentes e descontratadas poderiam competir entre si, saindo vitoriosos apenas os projetos mais competitivos, sem onerar demasiadamente o consumidor, ainda mais considerando-se o atual período de transição energética rumo ao “Net Zero”, sendo que no horizonte dos 7 (sete) anos deste produto vislumbra-se viabilidade de outras tecnologias, tais como baterias.</p>

Minuta da Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024

Original/Consulta Pública	Proposta COPEL	Justificativa/Observação
<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>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>Ao contrário do item acima, o Produto Termelétrico 2028 deve ser destinado exclusivamente a termelétricas novas, prioritariamente com tecnologias mais amigáveis e com respostas mais rápidas em termos de rampa e demais requisitos do sistema, e, somente assim justifica-se a existência de dois produtos para projetos termelétricos (ao invés de ser um produto termelétrico só, com possibilidade de antecipação, o que até poderia ser mais razoável).</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>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, por meio da instalação de novas unidades geradoras a serem despachadas centralizadamente, e que não foram prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.</p>	<p>Para a ampliação de usinas hidrelétricas existentes, a participação deve estar limitada às ampliações que acrescentem novas unidades geradoras ao SIN, que podem ser individualizadas e cujo despacho pode ser controlável de forma centralizada pelo ONS, e, assim, simplifica-se a organização do certame, proporcionando que não sejam imputados riscos à própria realização do LRCAP de 2024 incluindo usinas hidrelétricas, <i>vis a vis</i> aspectos legais inerentes às usinas cotistas e outros aspectos técnicos da regulamentação aplicável à modernizações e/ou repotenciações. Tal proposta também tem por base o princípio da modicidade tarifária, impedindo que os consumidores cativos paguem mais de uma vez pela mesma prestação de serviços. Também proporciona uma adequada alocação de riscos e de encargos, igualmente aos consumidores cativos, livres e autoprodutores, sem subsídios cruzados “velados”. Ainda, em caso de disponibilidade de oferta do Produto Potência Hidrelétrica 2028, estes projetos poderiam eventualmente suprir parte da demanda dos produtos termelétricos, caso sejam mais competitivos, em total sintonia com o princípio da modicidade tarifária e uma adequada transição rumo ao “Net Zero”.</p>

Minuta da Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024

Original/Consulta Pública	Proposta COPEL	Justificativa/Observação
<p>Parágrafo único. 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.</p>	<p>Parágrafo único. Os empreendimentos contratados no LRCAP de 2024 deverão apresentar características de flexibilidade operativa que garantam o atendimento dos despachos estabelecidos na programação da operação do dia seguinte pelo ONS, bem como aqueles determinados durante a operação em tempo real.</p>	<p>Com relação ao despacho previsto na programação para o dia seguinte, o agente gerador hidrelétrico tem condições de gerenciar o risco de incerteza de despacho programado, visto que tem tempo suficiente para preparar a unidade geradora adicionalmente implantada no processo de ampliação de capacidade da usina hidrelétrica, com base em suas manutenções preventivas e preditivas, em horário compatível com o acionamento do dia seguinte.</p>
<p>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.</p>	<p>N.A.</p>	<p>N.A.</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>§ 1º A apuração do desempenho operativo será realizada em base mensal, observando-se a efetiva disponibilidade das novas unidades geradoras e do recurso hídrico disponível e, para empreendimentos termelétricos, os requisitos mínimos de flexibilidade operativa de que trata o inciso V do art. 9º desta Portaria Normativa.</p>	<p>Entendemos que a apuração do desempenho operativo deve considerar apenas a disponibilidade da unidade geradora, expurgando-se a disponibilidade hídrica na ocasião do seu despacho.</p> <p style="text-align: center;">$\text{Desempenho} = \text{Disp}_{\text{UG}} / \text{Disp}_{\text{Hídrica}}$</p> <p>Assim, correrá por conta e risco do agente gerador que está disponibilizando potência ao SIN apenas o risco hidrológico da parcela de energia associada livremente negociada, e, não a potência associada, pois o produto “potência” não é livremente comercializado no mercado, o que se consubstancia um risco sem mitigação, frisa-se, sem possibilidade de contratação de “hedge” pelo agente gerador.</p>

Minuta da Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024

Original/Consulta Pública	Proposta COPEL	Justificativa/Observação
<p>§ 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.</p>	<p>§ 2º Fica alocado ao empreendedor o risco relativo à incerteza de despacho do seu empreendimento pelo ONS na programação do dia seguinte, inclusive no que se refere à quantidade de partidas e paradas, limitada a uma partida e uma parada de cada unidade geradora, bem como ao tempo de operação e à quantidade de energia produzida.</p>	<p>Propõe-se ampliar o escopo das exceções para não aplicação de penalidades, principalmente em razão de ausência de disponibilidade hídrica, e, de forma a que o agente gerador possa se programar para inspeções preventivas e preditivas, o despacho deve ser sinalizado pelo ONS no mínimo com um dia de antecedência.</p> <p>Em função dos processos de partidas e paradas gerarem esforços adicionais ao conjunto turbina e gerador, caso seja solicitada mais de uma partida e parada diária, operação esta que é não usual para empreendimentos hidrelétricos, será necessário um projeto mais robusto da Unidade Geradora, o que irá encarecer seu custo.</p> <p>Sugere-se, portanto, que o risco do empreendedor na operação da unidade geradora contratada no certamente seja limitado a uma partida e parada diária.</p>
<p>§ 3º Sem prejuízo da aplicação de penalidades e de outros mecanismos de redução da receita fixa definidos pela Aneel:</p>	<p>N.A.</p>	<p>N.A.</p>
<p>I - a não entrega da potência requerida por empreendimento termelétrico implicará a redução mínima de cinco por cento da parcela mensal de que trata o caput para cada hora de potência não entregue, ficando a redução total limitada a cinquenta por cento para cada mês de apuração; e</p>	<p>N.A.</p>	<p>N.A.</p>
<p>II - a indisponibilidade de unidade geradora hidrelétrica implicará a redução mínima de cinco por cento da parcela mensal</p>	<p>N.A.</p>	<p>N.A.</p>

Minuta da Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024

Original/Consulta Pública	Proposta COPEL	Justificativa/Observação
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>§ 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.</p>	<p>§ 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.</p> <p>§ 4º Além das indisponibilidades decorrentes da ausência de disponibilidade hídrica, não estarão sujeitas a aplicação de penalidades ou mecanismos de redução de receita de que trata o § 3º as indisponibilidades programadas ocorridas em períodos previamente definidos pelo ONS, conforme regulação definida pela Aneel.</p>	<p>Sugestão de novo texto. Propõe-se ampliar o escopo das exceções para não aplicação de penalidades, principalmente em razão de ausência de disponibilidade hídrica, e, de forma a que o agente gerador possa se programar para inspeções preventivas e preditivas, o despacho deve ser sinalizado pelo ONS no mínimo com um dia de antecedência.</p>
<p>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.</p>	<p>N.A.</p>	<p>N.A.</p>
<p>N.A.</p>	<p>Parágrafo Único. A ampliação da capacidade instalada dos empreendimentos participantes ensejará, quando aplicável, a Revisão Extraordinária do montante de Garantia Física, nos termos da Portaria nº 406, de 16 de outubro de 2017, com base no Projeto Básico previamente aprovado pela Aneel anteriormente à habilitação técnica do projeto pela EPE para possibilitar a participação do projeto no leilão.</p>	<p>Sugestão de novo texto. A minuta inicial apenas menciona disponibilidade de potência, não mencionando como será tratada a Garantia Física dos empreendimentos, cuja disciplina é importante mitigadora de riscos para o LRCAP de 2024, em sintonia com o princípio da modicidade tarifária, pois, do contrário, os riscos serão precificados em lances mais altos a serem apresentados pelos agentes geradores durante o certame.</p>

Minuta da Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024

Original/Consulta Pública	Proposta COPEL	Justificativa/Observação
<p>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 nº101/GM/MME, de 22 de março de 2016.</p>	<p>N.A.</p>	<p>N.A.</p>
<p>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, conforme metodologia a ser definida pelo Ministério de Minas e Energia.</p>	<p>N.A.</p>	<p>N.A.</p>
<p>CAPÍTULO II</p> <p>DO CADASTRAMENTO E DA HABILITAÇÃO TÉCNICA</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 -</p>	<p>N.A.</p>	<p>N.A.</p>

Minuta da Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024

Original/Consulta Pública	Proposta COPEL	Justificativa/Observação
<p>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>§ 1º O prazo para Cadastramento e entrega de documentos será até às doze horas de de de 2024.</p>	<p>§ 1º O prazo para Cadastramento e entrega de documentos será até às doze horas de 15 de junho de 2024.</p>	<p>Sugestão de data. Em tempo, registra-se que o Cadastramento e Habilitação Técnica pela EPE deverão ocorrer no menor prazo possível, devido à urgência de contratação de potência para garantir a segurança do suprimento energético do SIN.</p>
<p>§ 2º Excepcionalmente para empreendimentos termelétricos a gás natural, para o LRCAP de 2024, não se aplica o prazo previsto no inciso IV do § 8º do art. 4º da Portaria nº 102/GM/MME, de 2016, devendo os dados necessários para análise da viabilidade do fornecimento de gás natural ao empreendimento, conforme disposto no § 11 do art. 4º da Portaria nº 102/GM/MME, de 2016, serem protocolados na Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP até o dia de de 2024.</p>	<p>N.A.</p>	<p>N.A.</p>
<p>§ 3º Os parâmetros e preços que formam a parcela do Custo Variável Unitário - CVU, sob</p>	<p>N.A.</p>	<p>N.A.</p>

Minuta da Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024

Original/Consulta Pública	Proposta COPEL	Justificativa/Observação
responsabilidade dos empreendedores, deverão ser informados até às doze horas de de de 2024, por meio do AEGE.		
§ 4º Para fins de programação da operação e contabilização no mercado de curto prazo, o CVU declarado nos termos do § 3º obedecerá aos critérios de reajuste previstos no art. 3º da Portaria nº 42/GM/MME, de 1º de março de 2007.	N.A.	N.A.
§ 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.	§ 5º Os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão - CUST ou os Contratos de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD dos empreendimentos termelétricos existentes 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.	Propõe-se a exclusão da apresentação do CUST para os projetos novos e/ou usinas hidrelétricas existentes, tendo em vista que será publicada a Nota Técnica Quantitativa da Capacidade Remanescente do Escoamento de Geração. Assim, o empreendedor com projetos novos ou ampliações de usinas hidrelétricas existentes evitará dispêndios financeiros quanto ao aporte de Garantia do Parecer de Acesso (GPA) e Garantia Prévia do CUST (GPC), nos termos da Resolução Normativa nº 1.069/2023, sendo que a implantação da ampliação do empreendimento e/ou do projeto novo está condicionada ao êxito no LRCAP de 2024.
Art. 9º Não serão Habilitados Tecnicamente pela EPE os seguintes empreendimentos de geração:	N.A.	N.A.

Minuta da Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024

Original/Consulta Pública	Proposta COPEL	Justificativa/Observação
I - empreendimentos termelétricos com CVU igual a zero;	N.A.	N.A.
II - empreendimentos termelétricos, cujo CVU, calculado nos termos do art. 5º da Portaria nº 46/GM/MME, de 9 de março de 2007, seja superior a R\$,00/MWh (Reais por megawatt-hora);	N.A.	N.A.
III - empreendimentos termelétricos cujo valor da inflexibilidade de geração anual seja superior a zero;	N.A.	N.A.
IV - empreendimentos termelétricos com despacho antecipado;	N.A.	N.A.
V - empreendimentos termelétricos que não atendam aos seguintes requisitos de flexibilidade operativa, conforme termos e conceitos definidos nos Procedimentos de Rede:	N.A.	N.A.
a) tempo mínimo de permanência na condição ligado ("T-on") menor ou igual a oito horas, o qual deve incluir o necessário para as rampas de acionamento e desligamento das unidades geradoras, de que tratam as alíneas "c" e "d";	N.A.	N.A.
b) tempo mínimo de permanência na condição desligado ("T-off") menor ou igual a oito horas;	N.A.	N.A.

Minuta da Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024

Original/Consulta Pública	Proposta COPEL	Justificativa/Observação
c) tempo total de rampa de acionamento ("R-up") menor ou igual a uma hora e trinta minutos;	N.A.	N.A.
d) tempo total de rampa de desligamento ("R-dn") menor ou igual a uma hora; e	N.A.	N.A.
e) razão entre a geração mínima e a geração máxima de cada unidade geradora ("Gmin/Gmax") menor ou igual a setenta por cento;	N.A.	N.A.
VI - parcela existente ou ampliações de usinas hidrelétricas que foram prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 2013;	N.A.	N.A.
VII - parcela de empreendimentos de geração hidrelétrica sem ampliação;	N.A.	N.A.
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;	VIII - 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;	Correção de erro de digitação.
IX - empreendimentos que tenham se sagrado vencedores de Leilões regulados, mesmo ainda não adjudicados, ou que tenham Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEARs, Contratos de Energia de Reserva - CERs ou CRCAPs, registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE,	N.A.	N.A.

Minuta da Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024

Original/Consulta Pública	Proposta COPEL	Justificativa/Observação
vigentes em período de suprimento coincidente, ainda que parcialmente, com aqueles previstos no § 2º do art. 12;		
X - cujo Barramento Candidato, de que trata o inciso VI do art. 2º da Portaria nº 444/GM/MME, de 2016, tenha capacidade remanescente para escoamento de geração inferior à respectiva potência injetada; e	N.A.	N.A.
XI - que não atendam às condições para Cadastramento e Habilitação Técnica estabelecidas pela Portaria nº 102/GM/MME, de 2016, observadas as demais condicionantes e exceções dispostas nesta Portaria ormativa.	XI - que não atendam às condições para Cadastramento e Habilitação Técnica estabelecidas pela Portaria nº 102/GM/MME, de 2016, observadas as demais condicionantes e exceções dispostas nesta Portaria Normativa.	Correção de erro de digitação.
N.A.	<p>XII - ampliação de empreendimentos de geração hidrelétrica por meio de repotenciação e/ou modernização de unidades geradoras existentes.</p>	<p>Proposta de inclusão de um item novo, tendo em vista o exposto no item 2.2.1. do presente documento, o que envolve tanto as usinas cotistas quanto os projetos de modernização e/ou repotenciação de usinas hidrelétricas existentes. Entende-se que o MME acerta ao não permitir a participação de usinas cotistas no LRCAP de 2024, na medida em que estes empreendimentos, por já estarem contratados no regime de cotas e, em face a esta condição, poderiam alterar a dinâmica concorrencial do certame, inibindo participação de novos <i>players</i> na contratação de potência no horizonte dos novos leilões. Deve-se ter em conta que pelo fato de já possuírem contratos regulados, estes agentes poderiam adotar uma conduta mais agressiva na precificação de suas propostas, valendo-se, para tanto, de uma transferência de renda entre os consumidores de cotas de garantia física para os consumidores de reserva de capacidade. Tal fato, muito embora possa proporcionar, no curto prazo, lances menores na receita fixa requerida para</p>

Minuta da Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024

Original/Consulta Pública	Proposta COPEL	Justificativa/Observação
		<p>disponibilidade de potência a ser contratada no certame, acabaria, no entanto, fornecendo um sinal econômico distorcido para novos investimentos no setor, impactando nos fluxos de investimento para contratação de potência no médio e longo prazo. Por estes argumentos defendemos a manutenção da regra de não habilitação ao certame de usinas hidrelétricas que foram prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 2013, conforme proposto na minuta de Portaria de Diretrizes objeto desta Consulta Pública.</p>
<p>Parágrafo único. A vedação de que trata o inciso IX não se aplica nos casos de ampliação de empreendimentos hidrelétricos participantes do Produto Potência Hidrelétrica 2028, desde que a ampliação não tenha se sagrado vencedora de Leilões regulados, mesmo ainda não adjudicados, e que não possua CCEARs, CERs ou CRCAPs registrados na CCEE.</p>	<p>N.A.</p>	<p>N.A.</p>
<p>Art. 10. Para empreendimentos termelétricos, deverá ser comprovada a disponibilidade de combustível para a operação contínua, conforme instruções de Cadastramento e requisitos definidos no art. 13.</p>	<p>N.A.</p>	<p>N.A.</p>
<p>Art. 11. Para o cálculo da disponibilidade de potência dos empreendimentos termelétricos candidatos, será considerada a disponibilidade máxima da Usina, utilizados os parâmetros do projeto a ser habilitado tecnicamente pela EPE.</p>	<p>N.A.</p>	<p>N.A.</p>

Minuta da Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024

Original/Consulta Pública	Proposta COPEL	Justificativa/Observação
CAPÍTULO III DO EDITAL E DOS CONTRATOS 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.	N.A.	N.A.
§ 1º No LRCAP de 2024, serão negociados CRCAPs com prazo de suprimento de:	N.A.	N.A.
I - sete anos para o Produto Potência Termelétrica 2027, de que trata o inciso I do art. 4º;	N.A.	N.A.
II - quinze anos para o Produto Potência Termelétrica 2028, de que trata o inciso II do art. 4º; e	N.A.	N.A.
III - quinze anos para o Produto Potência Hidrelétrica 2028, de que trata o inciso III do art. 4º.	N.A.	N.A.
§ 2º O início de suprimento dos CRCAPs associados ao LRCAP de 2024 ocorrerá:	N.A.	N.A.
I - em 1º de julho de 2027, para o Produto Potência Termelétrica 2027, de que trata o inciso I do art. 4º;	N.A.	N.A.
II - em 1º de janeiro de 2028, para o Produto Potência Termelétrica 2028, de que trata o inciso II do art. 4º; e	N.A.	N.A.

Minuta da Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024

Original/Consulta Pública	Proposta COPEL	Justificativa/Observação
III - em 1º de janeiro de 2028, para o Produto Potência Hidrelétrica 2028, de que trata o inciso III do art. 4º.	N.A.	N.A.
§ 3º No LRCAP de 2024, serão negociados CRCAPs que deverão atender às seguintes Diretrizes:	N.A.	N.A.
I - os vendedores farão jus à remuneração resultante do Leilão após o início de suprimento e após a entrada em operação comercial do empreendimento;	N.A.	N.A.
II - o cálculo da Receita Fixa - RF será de exclusiva responsabilidade do vendedor e deverá abranger, entre outros:	N.A.	N.A.
a) o custo e remuneração de investimento (taxa interna de retorno);	N.A.	N.A.
b) os custos de conexão ao Sistema de Transmissão e Distribuição;	N.A.	N.A.
c) o custo de Uso do Sistema de Transmissão ou Distribuição;	N.A.	N.A.
d) os custos fixos de Operação e Manutenção - O&M;	N.A.	N.A.
e) os custos de seguro e garantias do empreendimento e compromissos financeiros do vendedor;	N.A.	N.A.

Minuta da Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024

Original/Consulta Pública	Proposta COPEL	Justificativa/Observação
f) os tributos e encargos diretos e indiretos;	N.A.	N.A.
g) os custos decorrentes da obrigação de disponibilidade para despacho a critério do ONS, incluindo custos de armazenamento de combustível; e	N.A.	N.A.
h) os custos decorrentes da obrigação de manutenção da disponibilidade da potência contratada ao longo de todo o contrato, incluindo eventuais investimentos;	N.A.	N.A.
III - a Receita Fixa, terá como base de referência o mês anterior à data de publicação desta Portaria Normativa, e será calculada levando em conta o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA verificado entre o mês anterior à data de publicação desta Portaria Normativa e o mês de realização do Leilão; e	N.A.	N.A.
IV - os contratos deverão conter, sem prejuízo de outras penalidades aplicáveis, cláusulas de abatimento ou ressarcimento da Receita Fixa por indisponibilidade ou não entrega da potência requerida, de acordo com as Diretrizes estabelecidas nesta Portaria Normativa.	N.A.	N.A.

Minuta da Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024

Original/Consulta Pública	Proposta COPEL	Justificativa/Observação
§ 4º Os CRCAPs deverão prever que:	N.A.	N.A.
I - o vendedor não estará isento da obrigação de disponibilidade de potência, mesmo que dentro do limite da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF);	N.A.	N.A.
II - as Indisponibilidades Programada (IP) do empreendimento deverão ocorrer em períodos previamente definidos pelo ONS, conforme regulação da Aneel;	N.A.	N.A.
III - o vendedor não estará sujeito às penalidades quando, para atendimento da operação em tempo real, seus empreendimentos termelétricos estiverem cumprindo os tempos estabelecidos nos requisitos mínimos de flexibilidade operativa de que trata o inciso V do art. 9º; e	III - o vendedor não estará sujeito às penalidades quando, para atendimento da operação em tempo real, seus empreendimentos termelétricos estiverem cumprindo os tempos estabelecidos nos requisitos mínimos de flexibilidade operativa de que trata o inciso V do art. 9º; e	Ajuste tendo em vista a inclusão do item a seguir.
N.A.	IV - o vendedor não estará sujeito às penalidades quando, seus empreendimentos hidrelétricos não disponibilizarem potência ao sistema devido à hidrologia desfavorável ou às restrições operativas impostação a sua operação por instituições externas;	Proposta de inclusão de um item novo, tendo em vista uma adequada alocação de riscos, em prol da modicidade tarifária, conforme já exposto acima no presente documento.
IV - o montante de energia associada ao empreendimento de geração será recurso do agente gerador e poderá ser livremente negociado nos termos das regras de comercialização.	IV - o montante de energia associada ao empreendimento de geração será recurso do agente gerador e poderá ser livremente negociado nos termos das regras de comercialização; e	Ajuste da numeração, tendo em vista da inclusão do item acima.

Minuta da Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024

Original/Consulta Pública	Proposta COPEL	Justificativa/Observação
<p>§ 5º Os empreendimentos contratados no LRCAP de 2024 não farão jus à remuneração proveniente do Encargo por Restrições Operativas por Unit Commitment, sendo a geração associada ao Unit Commitment valorada pelo Preço da Liquidação das Diferenças.</p>	<p>N.A.</p>	<p>N.A.</p>
<p>§ 6º Os CRCAPs deverão prever as seguintes penalidades, sem prejuízo de outras a serem definidas pela Aneel:</p>	<p>§ 6º Os CRCAPs deverão prever as seguintes penalidades, sem prejuízo de outras penalidades a serem definidas pela Aneel:</p>	<p>Exclusão para que se evite duplicidade de penalidades, conforme argumentado acima no presente documento. Deixar a cargo da Aneel o estabelecimento de quaisquer penalidades adicionais às definidas pela Portaria de Diretrizes cria grande incerteza, o que afronta a modicidade tarifária, uma vez que o edital do LRCAP de 2024 é conhecido com pouca antecedência em relação ao certame e pode desviar o resultado dos critérios de política energética que embasam a decisão de contratação de potência de forma urgente para garantir a confiabilidade do SIN.</p>
<p>I - pelo não atendimento aos requisitos mínimos de flexibilidade operativa de que trata o inciso V do art. 9º;</p>	<p>N.A.</p>	<p>N.A.</p>
<p>II - pela declaração de indisponibilidade acima dos Índices de Referência informados no ato do Cadastramento;</p>	<p>N.A.</p>	<p>N.A.</p>
<p>III - pelo não atendimento aos compromissos de entrega de disponibilidade de potência negociados no LRCAP de 2024; e</p>	<p>III - pelo não atendimento aos compromissos de entrega de disponibilidade de potência negociados das unidades geradoras contratadas no LRCAP de 2024; e</p>	<p>Adequada alocação de riscos, em prol da modicidade tarifária, conforme já exposto acima no presente documento.</p>

Minuta da Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024

Original/Consulta Pública	Proposta COPEL	Justificativa/Observação
IV - pelo não atendimento ao despacho centralizado nas condições definidas pelo ONS.	N.A.	N.A.
<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>§ 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: desde que seja atendida a seguinte condição:</p>	<p>Proposta realizada em prol da modicidade tarifária, por meio da mitigação de riscos não gerenciáveis ao gerador hidrelétrico. A aferição de entrega do produto disponibilidade de potência do LRCAP de 2024 não deve levar em consideração questões hidrológicas e restrições operativas não gerenciáveis pelo empreendedor (Ibama, ANA etc.), e tais fatores que estão totalmente fora do controle e gestão do agente gerador não devem ser considerados para aplicação de penalidades, que, por seu turno, deve recair apenas sobre a indisponibilidade de unidade geradora adicionalmente contratada para disponibilizar potência ao SIN e sobre os aspectos inerentes à sua operação e manutenção, estas sim sob gestão do agente gerador. Dessa forma, evita-se a percepção de risco elevada, que pode afastar oferta do LRCAP de 2024, ou então encarecer os serviços contratados, em total afronta ao princípio da modicidade tarifária.</p>
I - a existência de benefícios técnicos e/ou financeiros para o SIN da antecipação solicitada; e	I - a existência de benefícios técnicos e/ou financeiros para o SIN da antecipação solicitada; e	Exclusão do item, conforme argumentação exposta ao longo do presente documento, em prol do princípio da modicidade tarifária.
II - o atendimento aos requisitos sistêmicos para a entrada em operação comercial, inclusive a disponibilidade de conexão na nova data de suprimento.	II - o atendimento aos requisitos sistêmicos para a entrada em operação comercial, inclusive a disponibilidade de conexão na nova data de suprimento.	Renumeração, tendo em vista a exclusão do item anterior.
§ 8º A Receita Fixa dos CRCAPs será reajustada, anualmente, pela variação correspondente do Índice de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA.	N.A.	N.A.

Minuta da Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024

Original/Consulta Pública	Proposta COPEL	Justificativa/Observação
<p>Art. 13. Para empreendimentos termelétricos a gás natural, deverá ser comprovada a disponibilidade de combustível para a operação contínua prevista no § 11 do art. 4º da Portaria nº102/GM/MME, de 2016, excluído o equivalente à Indisponibilidade Programada do empreendimento, observando-se os seguintes requisitos:</p>	<p>N.A.</p>	<p>N.A.</p>
<p>I - período mínimo inicial de sete anos; e</p>	<p>N.A.</p>	<p>N.A.</p>
<p>II - período adicional de cinco anos ou equivalente à duração remanescente do CRCAP.</p>	<p>N.A.</p>	<p>N.A.</p>
<p>§ 1º A renovação do período adicional ou remanescente de que trata o inciso II deverá ser realizada junto à Aneel, com antecedência mínima de cinco anos do término do último período de disponibilidade de combustível já comprovado.</p>	<p>N.A.</p>	<p>N.A.</p>
<p>§ 2º A renovação da comprovação da disponibilidade de combustível para operação contínua prevista no caput não ensejará alteração de cláusulas econômicas do CRCAP.</p>	<p>N.A.</p>	<p>N.A.</p>
<p>§ 3º A não renovação da comprovação da disponibilidade de combustível perante a Aneel para a operação comercial, nos prazos e condições estabelecidos no caput, ensejará a rescisão do CRCAP, após o término do último ano de disponibilidade de combustível já comprovado.</p>	<p>N.A.</p>	<p>N.A.</p>

Minuta da Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024

Original/Consulta Pública	Proposta COPEL	Justificativa/Observação
<p>§ 4º Para empreendimentos a gás natural de origem nacional, poderão ser aceitos, para fins de Habilitação Técnica, reservatórios com volumes de gás classificados como recursos contingentes e/ou reservas, certificados por empresa independente e nos valores apresentados nos documentos exigidos no Contrato de E&P (Exploração e Produção), conforme instruções da EPE e regulamentação da ANP.</p>	<p>N.A.</p>	<p>N.A.</p>
<p>§ 5º A comprovação da disponibilidade de combustível dos recursos contingentes de que trata o § 4º, no caso dos empreendimentos que se sagrarem vencedores do Leilão, deverá ser confirmada junto à EPE na forma de Reservas de Gás Natural, conforme normativo vigente da ANP, em quantidade suficiente ao atendimento do inciso I, em até dezoito meses após a data de realização do Leilão.</p>	<p>N.A.</p>	<p>N.A.</p>
<p>§ 6º A comprovação da disponibilidade de combustível prevista no § 5º não ensejará alteração de cláusulas econômicas do CRCAP.</p>	<p>N.A.</p>	<p>N.A.</p>
<p>§ 7º A não efetivação da comprovação da disponibilidade de combustível no prazo e condições estabelecidos no § 5º, ensejará a rescisão do CRCAP.</p>	<p>N.A.</p>	<p>N.A.</p>
<p>Art. 14. O Edital deverá prever como requisito de participação no Certame, que os empreendimentos não tenham se sagrado vencedores de Leilões regulados, mesmo ainda</p>	<p>N.A.</p>	<p>N.A.</p>

Minuta da Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024

Original/Consulta Pública	Proposta COPEL	Justificativa/Observação
<p>não adjudicados, e que não tenham CCEARs, CERs ou CRCAPs, registrados na CCEE, vigentes em período de suprimento coincidente, ainda que parcialmente, com aquele previsto no art. 12.</p>		
<p>Parágrafo único. O disposto no caput não se aplica aos casos de ampliação de empreendimentos hidrelétricos participantes do Produto Potência Hidrelétrica 2028, desde que a ampliação não tenha se sagrado vencedora de Leilões regulados, mesmo ainda não adjudicados, e não possua CCEARs, CERs ou CRCAPs registrados na CCEE.</p>	N.A.	N.A.
<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>	N.A.	N.A.
<p>§ 1º Fica dispensada a apresentação do Parecer de Acesso ou documento equivalente, previstos no inciso V do § 3º do art. 4º da Portaria nº 102/GM/MME, de 2016, para os empreendimentos de geração cuja potência elétrica será objeto de CRCAP, quando o Ponto de Conexão do Empreendimento ao SIN se enquadrar como Instalação de Rede Básica, Demais Instalações de Transmissão - DIT ou Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para</p>	N.A.	N.A.

Minuta da Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024

Original/Consulta Pública	Proposta COPEL	Justificativa/Observação
Conexão Compartilhada - ICG, nos termos do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998.		
§ 2º Não serão permitidas, para fins de Habilitação Técnica, alterações do Ponto de Conexão do empreendimento de geração ao SIN indicado no ato do Cadastramento para o LRCAP de 2024, não se aplicando o disposto nos §§ 8º e 9º do art. 3º da Portaria nº 444/GM/MME, de 2016.	N.A.	N.A.
§ 3º Não serão permitidas, para fins de Habilitação Técnica, alterações da Potência Injetável Total da Associação declarada no ato do Cadastramento para o LRCAP de 2024.	N.A.	N.A.
§ 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, não se aplicando o prazo previsto no § 5º do art. 3º da Portaria nº 444/GM/MME, de 2016.	N.A.	N.A.
§ 5º Exclusivamente no LRCAP de 2024, não se aplica o disposto no § 1º e incisos I e II do § 2º do art. 4º da Portaria nº 444/GM/MME, de 2016, devendo, na expansão da Rede Básica, DIT e ICG, serem consideradas:	N.A.	N.A.
I - as instalações homologadas pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE na Reunião Ordinária a ser realizada no mês do término do Cadastramento, desde que a previsão de data de operação comercial não	N.A.	N.A.

Minuta da Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024

Original/Consulta Pública	Proposta COPEL	Justificativa/Observação
seja posterior às datas do início do suprimento contratual;		
II - as instalações autorizadas pela ANEEL, como reforços e melhorias, até a data de realização da Reunião Ordinária do CMSE a ser realizada no mês do término do Cadastramento, desde que a previsão de data de operação comercial não seja posterior às datas do início do suprimento contratual; e	N.A.	N.A.
III - novas instalações de transmissão arrematadas nos Leilões de Transmissão realizados até o mês do término do Cadastramento, desde que a previsão de data de operação comercial seja anterior às datas do início do suprimento contratual.	N.A.	N.A.
§ 6º Exclusivamente para o Leilão de que trata o art. 1º, não se aplica o disposto nas alíneas "a" e "b" do inciso III do art. 6º da Portaria nº 444/GM/MME, de 2016, devendo ser consideradas as Usinas para fins de atendimento ao Ambiente de Contratação Livre - ACL, desde que o gerador apresente, até o prazo final de Cadastramento, um dos seguintes documentos:	N.A.	N.A.
I - Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - CUST, para o acesso à Rede Básica; ou	N.A.	N.A.

Minuta da Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024

Original/Consulta Pública	Proposta COPEL	Justificativa/Observação
II - Contrato de Uso do Sistema de Distribuição - CUSD, para o acesso aos Sistemas de Distribuição.	N.A.	N.A.
§ 7º Para o LRCAP de 2024, não se aplica o disposto no parágrafo único do art. 6º da Portaria nº444/GM/MME, de 2016, devendo, para fins de configuração da geração utilizada na definição da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração, para os empreendimentos de geração de que trata o art. 6º, inciso II, da Portaria nº 444/GM/MME, de 2016, monitorados pelo CMSE, serem consideradas as datas de tendência homologadas pelo CMSE na Reunião Ordinária a ser realizada no mês do término do Cadastramento.	N.A.	N.A.
§ 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.	N.A.	N.A.
§ 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 dos cenários de que trata o § 8º.	N.A.	N.A.
§ 10. Para cada Barramento Candidato será calculada a Capacidade Remanescente do SIN	N.A.	N.A.

Minuta da Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024

Original/Consulta Pública	Proposta COPEL	Justificativa/Observação
para Escoamento de Geração considerando o cenário energético descrito no § 8º.		
<p>§ 11. As violações exclusivamente decorrentes de superação de nível de curto-circuito que podem ser solucionadas por meio da substituição de disjuntores, bem como as violações de capacidade de corrente nominal passíveis de solução pela substituição de disjuntores, chaves seccionadoras, transformadores de corrente, bobinas de bloqueio, cabos de conexão e seções de barramento em subestações, poderão ser consideradas para acréscimo de oferta das margens de transmissão, excetuando-se os casos que serão explicitados, justificados e detalhados na Nota Técnica de Quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração.</p>	N.A.	N.A.
<p>§ 12. O ONS encaminhará ao Ministério de Minas e Energia, em até trinta dias a contar da realização do LRCAP de 2024, relatório que detalhe a eventual necessidade de reforços causados exclusivamente por violações por superação de nível de curto-circuito decorrentes da contratação de novos empreendimentos de geração no referido Certame, para fins de inclusão no Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica - POTEE.</p>	N.A.	N.A.

Minuta da Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024

Original/Consulta Pública	Proposta COPEL	Justificativa/Observação
§ 13. O Edital deverá dispor expressamente acerca da alocação dos custos decorrentes dos reforços de que trata o § 12.	N.A.	N.A.
Art. 16. No Leilão de que trata esta Portaria Normativa, não se aplica o disposto no art. 9º da Portaria nº 514/GM/MME, de 2011, mesmo nos casos de indisponibilidade, na data de início de suprimento contratual de energia elétrica, das instalações de uso do âmbito de transmissão, necessárias para o escoamento da energia e potência produzida por empreendimento de geração apto a entrar em operação comercial, bem como nos casos de ausência de Capacidade Remanescente do SIN para escoamento da geração.	N.A.	N.A.
Art. 17. Os empreendedores poderão modificar as características técnicas do empreendimento após a sua outorga, observadas as Diretrizes definidas pela Portaria nº 481/GM/MME, de 26 de novembro de 2018.	N.A.	N.A.
Parágrafo único. É vedada a alteração de características técnicas que comprometa o montante de disponibilidade de potência comercializado no Leilão.	Parágrafo único. É vedada a alteração de características técnicas que comprometa o montante de disponibilidade de potência comercializado no Leilão LRCAP de 2024 .	Adequação do texto à terminologia adotada pela própria Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024.
CAPÍTULO IV DAS DISPOSIÇÕES FINAIS Art. 18. A Sistemática a ser aplicada na realização do LRCAP de 2024 será disposta em	N.A.	N.A.

Minuta da Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024

Original/Consulta Pública	Proposta COPEL	Justificativa/Observação
Portaria Normativa específica a ser publicada pelo Ministério de Minas e Energia.		
Art. 19. Para fins de aplicação da metodologia de cálculo da garantia física de energia, adotar-se-á como referência o Programa Mensal de Operação - PMO do mês imediatamente anterior ao término do Cadastramento.	N.A.	N.A.
Art. 20. Aplica-se a Portaria nº 102/GM/MME, de 22 de março de 2016, no que couber, ao LRCAP de 2024.	N.A.	N.A.
Art. 21. Esta Portaria Normativa entra em vigor e produz efeitos na data de sua publicação.	N.A.	N.A.