



## MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

### NOTA TÉCNICA Nº 2/2023/CGME/DPME/SNEE

#### **PROCESSO Nº 48370.000224/2023-34**

**INTERESSADO:** DEPARTAMENTO DE DESEMPENHO DA OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO, DEPARTAMENTO DE POLÍTICAS PARA O MERCADO

#### **1. ASSUNTO**

1.1. Proposta de Portaria que permite a redução de inflexibilidade de Usinas Termelétricas (UTES) com Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEARs), com o objetivo de reduzir custos do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e ampliar a flexibilidade operativa em cenários de excedentes energéticos no Sistema Interligado Nacional (SIN).

#### **2. SUMÁRIO EXECUTIVO**

2.1. O cenário que se vivencia no ano de 2023 no Sistema Interligado Nacional (SIN) é de excedentes energéticos, devido principalmente à grande oferta energética proveniente de elevadas afluições aos reservatórios das usinas hidrelétricas no País, conforme observado no período tipicamente úmido de 2022/2023, e à geração de fontes renováveis eólicas e solares.

2.2. Associado a esses recursos, a operação do SIN conta ainda com a geração advinda das inflexibilidades de algumas Usinas Termelétricas (UTES), seja decorrente de condições contratuais ou das características dos empreendimentos que motivam a necessidade de uma geração mínima, ambas inclusive praticadas em cenário de excedentes energéticos. Nesse contexto, condicionada à avaliação sobre a possibilidade de se prescindir da energia associada a inflexibilidades contratuais de usinas termelétricas, vislumbra-se a conveniência e a oportunidade de serem estabelecidas diretrizes para permitir a redução de inflexibilidade dessas usinas.

2.3. Dessa forma, a presente Nota Técnica tem como objetivo subsidiar proposta de portaria com diretrizes para permitir a redução da inflexibilidade de usinas termelétricas contratadas no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) em cenário de excedente energéticos no SIN, com o propósito de otimizar a utilização dos recursos energéticos e proporcionar benefícios financeiros aos consumidores cativos de energia elétrica. Entende-se que essa proposta também apresenta benefícios diretos aos geradores termelétricos enquadrados nas disposições da portaria, bem como indiretos ao setor elétrico brasileiro e ao meio ambiente, uma vez que possibilita novas alternativas para a utilização de recursos energéticos finitos em cenário de excedentes energéticos.

2.4. Em resumo, a proposta normativa apresenta: as condições gerais em que se caracteriza o ambiente de excedentes energéticos; as diretrizes para o aceite pelo ONS das ofertas de reduções de inflexibilidades termelétricas; a necessidade de se estabelecer critérios de operação e comerciais adicionais; a condição de vantajosidade para os consumidores cativos; as responsabilidades do gerador termelétrico; a possibilidade de não aplicação de penalidades contratuais; e a obrigação de prestação de informações sobre a operacionalização das diretrizes da

portaria ao Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).

2.5. Portanto, diante do exposto nesta Nota Técnica, recomenda-se a abertura de Consulta Pública do Ministério de Minas e Energia (MME) para oportunizar aos interessados a possibilidade de contribuições no tema.

### 3. ANÁLISE

#### Contextualização

3.1. O cenário que se vivencia neste ano (2023) no SIN é de excedentes energéticos, devido principalmente à grande oferta energética proveniente de elevadas afluições aos reservatórios das usinas hidrelétricas no País, conforme observado no período tipicamente úmido de 2022/2023, e à geração de fontes renováveis eólicas e solares.

3.2. A notícia publicada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) em setembro de 2023, transcrita a seguir, retrata a atual condição favorável de Energia Armazenada (EAR) nos reservatórios do SIN:

*"Três subsistemas têm níveis estimados de Energia Armazenada (EAR) superiores a 60% para o final de outubro: Sul (95,8%), Sudeste/Centro-Oeste (66,5%) e Nordeste (61,3%). Outubro é mês de encerramento do período tipicamente seco, o que torna os resultados mais relevantes. Se o indicador do Sudeste/Centro-Oeste se confirmar, região que concentra 70% dos reservatórios mais relevantes para o SIN, será o melhor outubro desde 2009 (69,2%) e 17 p.p. superior a outubro de 2022. A EAR prevista para o subsistema Norte é de 57,6%".*

*(Fonte: <https://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20231006-ONS-demanda-de-carga-mant%C3%A9m-perspectiva-de-avan%C3%A7o-em-todos-os-subsistemas-.aspx>)*

3.3. Além disso, vale destacar o expressivo aumento de geração por recursos energéticos distribuídos no passado recente, o que tem contribuído para o atendimento dos consumidores de energia elétrica e para a modificação do perfil da carga do SIN.

3.4. Associado a esses recursos, a operação do SIN conta ainda com a geração advinda das inflexibilidades de algumas UTEs, seja decorrente de condições contratuais ou das características dos empreendimentos que motivam a necessidade de uma geração mínima, ambas inclusive praticadas em cenário de excedentes energéticos. Assim, tais termelétricas podem gerar mesmo sem necessidades energéticas sistêmicas, ou seja, geram mesmo que não recebam solicitação de despacho do ONS em observância ao regramento existente.

3.5. A Figura 1 apresenta dados do ONS sobre a inflexibilidade de usinas termelétricas (usinas Tipo I e II-A) referentes a outubro de 2023.

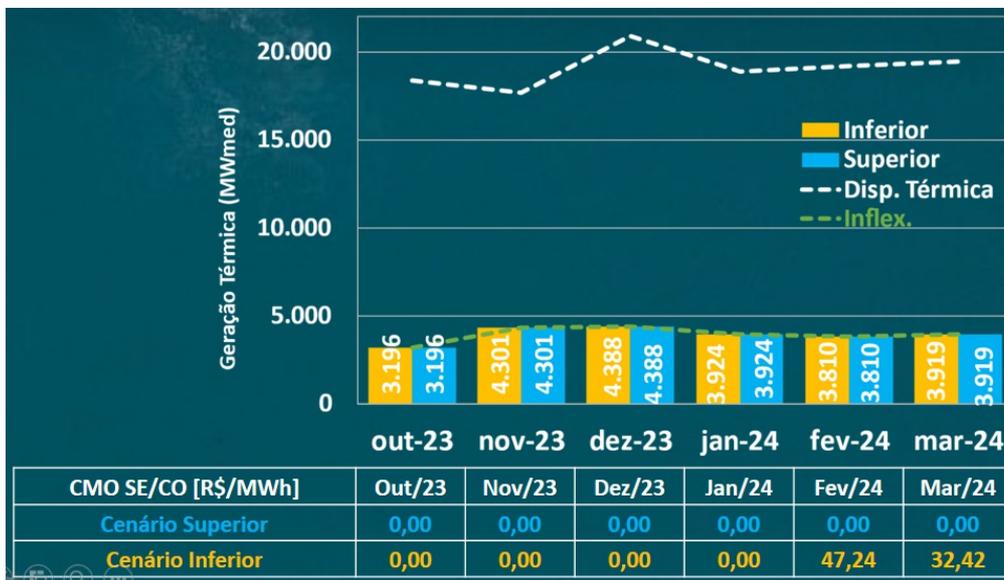


Figura 1. Projeções de cenários do ONS e respectiva inflexibilidade termelétrica. Fonte: ONS (Outubro/2023).

3.6. Ainda sob a ótica operativa, destaca-se que cenários de excedentes energéticos podem potencializar a concorrência entre fontes, culminando com a impossibilidade de alocação integral das disponibilidades energéticas no sistema para atendimento da carga. Assim, nessa situação, a geração termelétrica inflexível pode contribuir, por exemplo, para a ocorrência de vertimentos turbináveis em Usinas Hidrelétricas (UHEs) ou para restrições (limitações) de escoamento de geração em usinas eólicas ou solares, resultando, no todo, em ineficiência para o SIN, visto que os custos relativos à operação das UTEs são superiores aos das demais fontes citadas. Tais situações não ideais poderiam ser otimizadas a partir da prescindibilidade da energia termelétrica inflexível, conforme avaliação a ser realizada, contribuindo também para a possibilidade de realocação da destinação dos combustíveis em outros usos, além da redução das emissões do CO<sub>2</sub> associados à geração de energia elétrica.

3.7. Com relação à ótica comercial, destaca-se que a contratação de usinas termelétricas inflexíveis, no âmbito dos CCEARs, é realizada na modalidade de energia por disponibilidade, cujo contrato caracteriza-se por ser dividido em duas parcelas, uma fixa e outra variável.

3.8. A parcela fixa representa valor de remuneração anual da usina apresentado pelo vendedor no leilão, expresso em reais por ano, que inclui, dentre outros, a critério do vendedor: (i) custo e remuneração do investimento (taxa interna de retorno); (ii) custos de conexão e uso do sistema de distribuição e transmissão; (iii) custos decorrentes do consumo de combustível e da operação e manutenção da usina correspondentes à declaração de inflexibilidade; (iv) custos de seguros e garantias da usina e dos compromissos financeiros do vendedor; e (v) tributos e encargos diretos e indiretos necessários à execução do objeto do contrato.<sup>[1]</sup>

3.9. Já a parcela variável é obtida pela geração do empreendimento flexível ao Custo Variável Unitário (CVU). Estes custos não são gerenciáveis pela parte compradora, uma vez que o despacho destas usinas é coordenado pelo ONS. Assim, a receita variável é determinada pela geração realizada acima da inflexibilidade valorada ao CVU.<sup>[2]</sup>

3.10. Relativo à inflexibilidade contratual, destaca-se, então, que seu conceito se refere ao mínimo que a usina termelétrica deve gerar obrigatoriamente para atender ao contrato do CCEAR, sem se sujeitar ao despacho centralizado pelo ONS. Esse valor faz parte dos parâmetros contratuais da usina e é também utilizado para

estabelecer a garantia física da usina. Ademais, a ideia da inflexibilidade, especialmente para usinas termelétricas, é refletir as condições contratuais do combustível que, comumente, tem cláusula de *take-or-pay*, ou seja, cláusula de pagamento independente do consumo do combustível.

3.11. Vale ressaltar que a geração por inflexibilidade não majora o Custo Marginal de Operação (CMO) e nem, portanto, o preço de curto prazo denominado Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), sendo a respectiva geração remunerada conforme contratos ou em decorrência da liquidação da energia no Mercado de Curto Prazo (MCP), conforme o caso.

3.12. Em relação aos leilões de energia elétrica, destaca-se que a avaliação sobre a inflexibilidade permitida aos empreendimentos termelétricos é um dos principais pontos para a garantia da competitividade desse tipo de empreendimento, conforme evidencia estudos realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) registrados, por exemplo, na Nota Técnica nº EPE-DEE-NT-078/2020 "Subsídios para revisão da limitação de inflexibilidade de usinas termelétricas":

"Entre os assuntos que decorrem da integração Gás - Energia Elétrica consta o dilema entre a flexibilidade de geração de energia, requisito desejado pelo setor elétrico, e a inflexibilidade de suprimento de gás natural, requisito desejado pelo setor de gás natural, especialmente considerando o desenvolvimento de campos de gás associado (com destaque para os campos do pré-sal). Nos últimos anos, de acordo com as portarias de diretrizes dos leilões, empreendimentos termelétricos com inflexibilidade superior a 50% não podem ser habilitados tecnicamente pela EPE. Ou seja, nos leilões de energia a participação de termelétricas a gás natural é permitida com nível de inflexibilidade de até 50%.

Naturalmente, esta limitação tende a restringir o número de soluções de suprimento de energia nos leilões do ACR, especialmente as que possuem como suprimento gás nacional de campos de produção de petróleo com gás associado. Entende-se que a retirada desta restrição promoveria a redução de barreiras à entrada de um portfólio mais amplo de soluções de suprimento de gás natural e, conseqüentemente, a maior concorrência na geração de energia, trazendo benefícios aos consumidores de eletricidade.

Pelo lado do gás, uma eventual revisão da restrição de inflexibilidade de geração termelétrica, poderia contribuir para o desenvolvimento da indústria de gás, especialmente no que diz respeito à produção e oferta de gás nacional.

Em todo caso, é necessário que uma eventual revisão do limite de inflexibilidade na contratação de energia ocorra sob condições que levem ao menor custo total para a expansão da matriz elétrica e que promovam a concorrência, tanto no mercado de eletricidade, quanto no de gás natural".

3.13. Portanto, a proposta ora apresentada visa oportunizar novas alternativas para a utilização de recursos energéticos finitos em cenário de excedentes, em caráter conjuntural, não abrangendo aspectos relacionados ao planejamento setorial.

### **Proposta**

3.14. A proposta apresentada na Minuta de Portaria (SEI nº 0812870) busca estabelecer diretrizes gerais para a otimização do uso de geração de energia elétrica no SIN em cenário de excedentes energéticos. Em termos conceituais, o racional da proposta é: caracterizado um cenário de excedente energético, com excesso de oferta de fontes renováveis (CVUs nulos), o gerador contratado por disponibilidade, conforme interesse, solicitaria a redução da inflexibilidade por um período, associada a uma redução da receita do contrato de CCEAR. Tal redução deve ser vantajosa para a Distribuidora contratante, que terá de adquirir o montante de energia associado à redução da geração por inflexibilidade no Mercado de Curto Prazo. O gerador terá, então, o combustível livre para negociar ou dar uma outra destinação, porém sem comprometer a sua disponibilidade para atendimento do SIN em caso de despacho do ONS diante de necessidade sistêmica. Todo esse processo seria

mediado e operacionalizado pelo ONS e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), com acompanhamento do CMSE, conforme regras próprias a serem estabelecidas com base nas diretrizes dessa portaria.

3.15. A seguir, são apresentadas as proposições, conforme organizadas nos artigos da Minuta de Portaria.

Considerações iniciais

3.16. No art. 1º, busca-se delimitar o conjunto de agentes a que essa portaria se aplica, quais sejam, as UTEs despachadas centralizadamente pelo ONS, em operação comercial e disponíveis para atendimento ao SIN, não se aplicando, portanto, a usinas em teste.

3.17. São também propostas diretrizes para caracterizar o que seria o cenário de excedentes energéticos, premissa fundamental para a possibilidade de aplicação das disposições da portaria. Nesse sentido, tal cenário seria aquele em que houver a caracterização de excesso de oferta de recursos energéticos transmissíveis e não alocáveis na carga do SIN, ou não transmissíveis em um determinado subsistema. Assim, a análise de redução de inflexibilidade se daria de forma individualizada por subsistema, considerando também as condições de transmissibilidade de energia elétrica entre os subsistemas.

3.18. Destaca-se que a caracterização desse cenário será de responsabilidade do ONS, a partir de critérios a serem estabelecidos e divulgados pelo Operador, com prévia avaliação do CMSE. Dessa forma, se assegura uma governança setorial adequada sobre os critérios a serem estabelecidos e considerados pelo ONS para aplicação das disposições da portaria.

3.19. A referida proposta também estabelece um dos critérios para a caracterização do cenário de excedentes energéticos, que deverá ser considerado pelo ONS, qual seja, o Custo Marginal da Operação (CMO) médio nulo, tanto na análise presente quanto sua expectativa futura, considerando um horizonte de até dois meses, conforme avaliação do ONS e tratamento a ser estabelecido nos procedimentos operativos. A limitação de até dois meses busca restringir a análise às condições de curto prazo. Além disso, ressalta-se que esse é um critério necessário, mas não suficiente para a caracterização do cenário de excedentes energéticos, devendo os demais serem estabelecidos pelo ONS e avaliados pelo CMSE, conforme já mencionado.

3.20. Assim, a proposta do art. 1º é apresentada a seguir:

*Art. 1º Estabelecer diretrizes para a otimização do uso de geração de energia elétrica inflexível proveniente de usinas termelétricas no Sistema Interligado Nacional - SIN em cenário de excedentes energéticos.*

*§ 1º As diretrizes apresentadas nesta Portaria se aplicam a usinas termelétricas despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, em operação comercial e disponíveis para atendimento ao SIN.*

*§ 2º Para fins do disposto nesta Portaria, considerar-se-á como cenário de excedentes energéticos aquele quando houver a caracterização de excesso de oferta de recursos energéticos transmissíveis e não alocáveis na carga do SIN, ou não transmissíveis em um determinado subsistema.*

*§ 3º A caracterização de que trata o § 2º será de responsabilidade do ONS, a partir de critérios a serem estabelecidos e divulgados, com prévia avaliação pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE.*

*§ 4º Dentre os critérios a serem considerados para a caracterização de cenário de excedentes energéticos, dever-se-á considerar a observação de custo marginal da operação - CMO médio nulo, tanto no presente quanto sua expectativa futura, no horizonte de até dois meses, conforme avaliação do ONS e tratamento a ser estabelecido nos procedimentos operativos.*

Possibilidade de redução da entrega de geração inflexível associada à CCEAR

3.21. No art. 2º, é estabelecido que, caracterizado o cenário de excedentes energéticos, será facultada a redução de entregas de geração inflexível das UTEs associadas a CCEAR. Tal redução não implicará na necessidade de compensação da entrega de energia elétrica pelo agente gerador termelétrico na janela contratual.

3.22. É oportuno observar que a portaria procura disciplinar uma previsão já existente no contrato padrão de CCEAR por disponibilidade, conforme se observa, por exemplo, no Contrato CCEAR por disponibilidade nº 31967/17, item 4.2 da cláusula 4ª: "*Os montantes de ENERGIA CONTRATADA, POTÊNCIA ASSOCIADA e INFLEXIBILIDADE CONTRATUAL, definidos no QUADRO RESUMO, poderão ser reduzidos, total ou parcialmente, temporária ou permanentemente, conforme regulamento específico.*".

3.23. Vale registrar também que a proposta abarca apenas os Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), não abrangendo, portanto, Contratos de Energia de Reserva (CER) ou de Reserva de Capacidade para Potência (CRCAP). Tal escolha se justifica pela inexistência de usinas termelétricas com inflexibilidade contratual associada e que se enquadrem nos termos pretendidos, quais sejam, despacho centralizado e em operação comercial, com exceção dos empreendimentos vencedores do 1º Procedimento de Contratação Simplificado – PCS/2021. Entretanto, para estas usinas, há o endereçamento específico por outras tratativas que visam a otimização de sua geração, estando, portanto, fora do escopo da análise ora pretendida.

3.24. Ademais, a portaria ora apresentada possui vigência definida, conforme será destacado nesta Nota Técnica, de forma que seu escopo poderá ser ampliado oportunamente, alinhado ao dinâmico desenvolvimento setorial. Dessa maneira, considerando o escopo proposto, é apresentado na Tabela I o conjunto exemplificativo de UTEs que porventura poderiam solicitar a redução da inflexibilidade na parcela associada ao CCEAR (em operação comercial).

Tabela I: Usinas termelétricas com inflexibilidade contratual, em operação comercial e CCEAR vigente (Fonte: CCEE).

USINA	CVU (R\$/MWh)	INFLEXIBILIDADE E CONTRATUAL (MWh)	CAPACIDADE TOTAL (MWh)	FONTE DO COMBUSTÍVEL
GOV. LEONEL BRIZOLA	388,40	35,850	989,200	Gás Natural
EUZÉBIO ROCHA	413,04	59,300	216,000	Gás de Processo
CANDIOTA III	107,02	181,669	350,000	Carvão Mineral Nacional
DO ATLÂNTICO PIE	238,36	200,000	235,200	Gás de Processo
UTE MARANHÃO III	101,00	231,003	518,800	Gás Natural
APARECIDA	83,29	72,503	166,000	Gás Natural
UTE MAUÁ 3	83,29	252,120	590,750	Gás Natural
PAMPA SUL	82,18	154,760	345,000	Carvão Mineral Nacional
ONÇA PINTADA	132,53	6,064	50,000	Cavaco de Madeira

3.25. Por fim, para se ter mais flexibilidade na implementação da proposta, o tratamento dos aspectos comerciais das disposições será estabelecido em regras de comercialização específicas pela CCEE.

3.26. A proposta do art. 2º é apresentada a seguir:

*Art. 2º Mediante a caracterização de cenário de excedentes energéticos, conforme disposto no art. 1º, será facultada a redução de entregas de geração inflexível associadas a Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR, referentes a usinas termelétricas enquadradas no disposto no § 1º do art. 1º.*

*Parágrafo único. A redução de que trata o caput não implicará na necessidade de compensação da entrega de energia elétrica pelo agente gerador na janela contratual, conforme tratamento a ser estabelecido em regras de comercialização específicas.*

### Ofertas de redução de inflexibilidade

3.27. O art. 3º estabelece as condições em que se darão as ofertas de redução de inflexibilidade. Assim, os agentes termelétricos que se enquadrem na proposta aqui em análise e que tenham interesse em reduzir os compromisso de entrega de geração termelétrica inflexível associadas a CCEAR deverão apresentar ao ONS as respectivas ofertas de redução, as quais podem contemplar redução parcial ou total.

3.28. As ofertas deverão ser apresentadas em termos de montante de energia, preço e prazo. O preço será definido em termos de redução do pagamento da Receita Fixa associada aos CCEAR, em R\$/MWh. Já o prazo será limitado ao horizonte máximo de dois meses, de forma a compatibilizar com a janela temporal definida no art. 1º e que será observada nas avaliações do ONS para a respectiva caracterização do cenário de excedentes energéticos. Além disso, o ONS avaliará o aceite das propostas, conforme outras diretrizes apresentadas ao longo desta Nota Técnica.

3.29. O valor mínimo das ofertas, por sua vez, será estabelecido pela CCEE conforme critérios a serem definidos, devendo ser superior ao maior valor entre o custo do combustível associado à inflexibilidade contratual (Rfcomb) e o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) mínimo. Tal valor mínimo da oferta é importante para que se garanta a vantajosidade dessa operação ao consumidor, ou seja, deve ser garantido que a redução no valor contratual do CCEAR supere o valor da compra dessa energia no MCP ao PLD. Ademais, é importante que os critérios da CCEE assegurem que o preço da oferta guarde correlação com o custo do combustível que está sendo poupado, especialmente em períodos de alta volatilidade dos combustíveis fósseis. Vale mencionar que para a manutenção da vantajosidade ao consumidor do mecanismo proposto, especialmente em cenários de alta do PLD, são também dispostas diretrizes específicas, apresentadas no art. 6º.

3.30. As ofertas de redução aceitas pelo ONS serão consideradas firmes, ou seja, eventual geração realizada pela agente, por iniciativa própria, e de maneira sobreposta à oferta aceita e vigente de redução de inflexibilidade, não será considerada na contabilização do CCEAR, tampouco implicará em direito sobre a parcela da Receita Fixa abdicada, ressalvadas as exceções que serão tratadas nesta Nota. Esse comando busca destacar que, caso o agente gerador termelétrico retome a sua geração dentro do período da oferta aceita de redução de inflexibilidade, tal geração será liquidada no MCP, à PLD, não sendo contemplada dentro das condições dos CCEAR.

3.31. A proposta do art. 3º é apresentada a seguir:

*Art. 3º Os agentes termelétricos cujas usinas se enquadrem no § 1º do art. 1º, e que tenham interesse em reduzir os compromissos de entrega de geração termelétrica inflexível associados a contratos de que trata o art. 2º, deverão apresentar ao ONS as respectivas ofertas de redução, parcial ou total, com montante, preço e prazo, limitado ao horizonte máximo de dois meses, cabendo ao ONS realizar o aceite caso se cumpram as condições estabelecidas, conforme disposto no art. 4º.*

*§ 1º O preço das ofertas deverá ser definido em termos de redução do pagamento da Receita Fixa associada aos contratos, em R\$/MWh, conforme critérios e valor mínimo a serem estabelecidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.*

*§ 2º O preço mínimo de que trata o § 1º deverá ser superior ao maior valor entre o custo do combustível associado à inflexibilidade contratual (Rfcomb) e o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD mínimo.*

*§ 3º As ofertas de redução aceitas nos termos do art. 4º serão consideradas firmes e implicarão em redução da receita fixa, independentemente da geração realizada, ressalvado o disposto no artigo art. 5º.*

*§ 4º Em eventual manutenção, por iniciativa do agente termelétrico, de geração por inflexibilidade sobreposta à oferta aceita e vigente, essa geração será liquidada no Mercado de Curto Prazo – MCP.*

### Aceite das ofertas de redução de inflexibilidade

3.32. O art. 4º trata das condições de aceite das ofertas de redução de inflexibilidade pelo ONS. O Operador considerará a possibilidade de se prescindir dos respectivos recursos, conforme avaliação a ser realizada observados procedimentos e prazos próprios, tendo como premissas que a segurança eletroenergética do SIN não seja afetada e os custos não sejam majorados.

3.33. Em caso de restrições de operação e recebimento de múltiplas ofertas, deverão ser priorizadas as ofertas que resultem em maior economicidade na utilização dos recursos, com base em informações da CCEE, observados também critérios operativos a serem estabelecidos e divulgados pelo ONS.

3.34. Por fim, com relação às ofertas, o ONS estabelecerá regras para novos aceites de ofertas de usinas que não tenham atendido ao despacho de redução de inflexibilidade, conforme será detalhado mais a frente nesta Nota.

3.35. A proposta do art. 4º é apresentada a seguir:

*Art. 4º O aceite da redução da inflexibilidade termelétrica estará condicionado à avaliação do ONS, conforme procedimentos e prazos próprios, e não deverá afetar a segurança eletroenergética do SIN nem majorar os custos do setor elétrico brasileiro.*

*§ 1º Em caso de restrições de operação e recebimento de múltiplas ofertas, deverão ser priorizadas as ofertas que resultem em maior economicidade na utilização dos recursos, com base em informações da CCEE, observados também critérios operativos a serem estabelecidos e divulgados pelo ONS.*

*§ 2º O ONS deverá estabelecer regras para novos aceites de ofertas de usinas que não tenham atendido ao despacho de que trata o disposto no § 1º do art. 5º.*

3.36. O art. 5º também trata das consequências para o aceite da redução de inflexibilidade e, assim, conforme estabelecido, ainda que tenha sido aceita oferta de redução da inflexibilidade contratual, a usina termelétrica deverá manter a sua disponibilidade para atendimento do SIN. Ademais, o aceite da redução não ensejará quaisquer alterações dos contratos vigentes nem alteração da garantia física das usinas termelétricas.

3.37. A manutenção da disponibilidade implica que, diante de necessidade sistêmica e mediante despacho do ONS para acionamento da usina termelétrica para atendimento do SIN, será obrigatório o atendimento desse despacho pelo agente termelétrico, com o respectivo retorno da geração por inflexibilidade, conforme contratos de que trata o art. 2º. Além disso, em tais situações, o aceite da oferta de redução da inflexibilidade termelétrica será imediatamente cancelado, não sendo devidas quaisquer compensações por eventuais cancelamentos.

3.38. Nesse ponto, destaca-se que, com o acionamento da UTE devido à necessidade sistêmica, a usina deverá retornar às condições normais do CCEAR. Isso

é necessário, pois, caso contrário, o retorno à operação da usina ensejaria na alteração da dinâmica setorial e respectivos pagantes pela energia acionada, podendo inclusive causar pagamento por encargos setoriais. Dessa maneira, de forma a não alterar a alocação de custos e riscos existente no *status quo* vigente, opta-se por cancelar a situação excepcional antes materializada pela oferta aceita da redução de inflexibilidade.

3.39. Ao fim dos eventos que ensejaram o acionamento das UTEs, o agente termelétrico poderá apresentar novas ofertas de redução de inflexibilidade, que serão avaliadas pelo ONS.

3.40. Outrossim, o art. 5º traz algumas garantias ao gerador, a saber, que não serão aplicadas penalidades comerciais e regulatórias associadas à ausência de geração inflexível para atendimento das obrigações contratuais e relativas às garantias físicas apuradas.

3.41. A proposta do art. 5º é apresentada a seguir:

*Art. 5º O aceite da redução da inflexibilidade termelétrica não implicará na dispensa da manutenção da disponibilidade da respectiva usina para atendimento do SIN e não ensejará quaisquer alterações dos contratos vigentes nem impactará a garantia física dessa usina termelétrica.*

*§ 1º Diante de necessidade sistêmica, mediante despacho do ONS para acionamento da usina termelétrica para atendimento do SIN, o aceite da oferta de redução da inflexibilidade termelétrica será imediatamente cancelado, sendo obrigatório o atendimento desse despacho pelo agente termelétrico com o retorno da geração por inflexibilidade, conforme contratos de que trata o art. 2º.*

*§ 2º Encerrados os eventos que ensejaram o acionamento das usinas termelétricas de que trata o § 1º, o agente poderá apresentar novas ofertas nos termos desta Portaria.*

*§ 3º Os agentes termelétricos não farão jus a quaisquer compensações por eventuais cancelamentos na redução da inflexibilidade aceita, conforme disposto no § 1º.*

*§ 4º Durante a vigência da redução da inflexibilidade, não serão aplicadas as penalidades comerciais e regulatórias associadas à ausência de geração inflexível para atendimento das obrigações contratuais e relativas às garantias físicas apuradas.*

#### Dispensa de pagamento contratual em razão da redução das entregas de geração inflexível

3.42. O art. 6º prevê que a redução das entregas de geração implicará em dispensa de pagamento dos montantes relativos à parte da receita fixa contratual, conforme oferta realizada, pelas distribuidoras de energia elétrica aos agentes termelétricos, e na consequente exposição do comprador ao Mercado de Curto Prazo (MCP) referente ao montante da energia reduzida, associada ao CCEAR, que será considerada involuntária. Assim, o comando registrou a implicação da referida redução sob a ótica das Distribuidoras, bem como evidenciou que a consequente exposição ao MCP no montante da energia reduzida será caracterizada como involuntária, ponto relevante a ser considerado pela regulação.

3.43. No parágrafo único, por sua vez, procura-se não alocar quaisquer riscos financeiros da viabilização das disposições da portaria aos consumidores regulados, estabelecendo que o agente gerador deverá compensar os compradores caso o PLD do submercado ao qual o gerador esteja instalado atinja valores superiores ao preço da oferta aceita. Por outro lado, como forma de não desincentivar as propostas, o gerador poderá cancelar a oferta de redução e voltar às suas condições contratuais, não sendo dispensado, entretanto, de eventual montante já devido em decorrência de período anterior ao cancelamento da oferta.

3.44. Por fim, registra-se que os mecanismos de compensação serão

estabelecidos pela CCEE em regras de comercialização específicas.

3.45. A proposta do art. 6º é apresentada a seguir:

*Art. 6º A redução das entregas de geração termelétrica inflexível associadas aos contratos de que trata o art. 2º ensejará na dispensa de pagamento dos montantes relativos à parte da receita fixa contratual, conforme oferta realizada, pelas distribuidoras de energia elétrica aos agentes termelétricos, e na consequente exposição do comprador ao mercado de curto prazo referente ao montante da energia reduzida, associada ao CCEAR, que será considerada involuntária.*

*Parágrafo único. Durante a vigência da oferta aceita, caso o PLD do submercado ao qual o gerador esteja instalado atinja valores superiores ao preço da oferta aceita, o agente gerador deverá compensar os respectivos compradores do contrato, conforme tratamento a ser estabelecido em regras de comercialização específicas, com a possibilidade de cancelamento da oferta por solicitação do agente.*

### Considerações finais

3.46. Com o intuito de manter a transparência e a governança sobre o processo, bem como permitir avaliar os resultados da política pública, o ONS deverá apresentar ao CMSE os resultados da operacionalização dessa portaria, e este poderá estabelecer diretrizes adicionais.

3.47. Além disso, a CCEE e o ONS deverão disponibilizar, respectivamente, as regras e procedimentos de comercialização e operação específicos para a operacionalização da política. Nesse sentido, as regras e procedimentos serão temporários até que haja aprovação pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), sem ensejar recontabilização em razão do advento da nova regulamentação.

3.48. Por fim, não será permitido o aceite de ofertas, nos termos da portaria, para usinas que solicitarem, em prazo coincidente, a exportação de energia termelétrica para países vizinhos, conforme diretrizes estabelecidas pelo MME. A motivação desta vedação é evitar a sobreposição de mecanismos que possuem regramentos e resultados distintos, inclusive sob a ótica dos ressarcimentos a serem realizados em benefício dos consumidores brasileiros de energia elétrica, além de se evitar distorções ou arbitragens que possam comprometer o interesse comum e a robustez setorial.

3.49. A proposta dos arts. 7º, 8º e 9º é apresentada a seguir:

*Art. 7º O ONS deverá apresentar ao CMSE os resultados da operacionalização desta Portaria, quando houver o aceite de ofertas e durante a sua vigência, cabendo ao CMSE, conforme necessidade, estabelecer diretrizes adicionais a serem observadas para o aceite de que trata o art. 4º.*

*Art. 8º A CCEE e o ONS deverão disponibilizar, respectivamente, as regras e procedimentos de comercialização e operação específicos para a operacionalização do disposto nesta Portaria.*

*Parágrafo único. As regras e procedimentos de que trata o caput serão temporários até que haja aprovação pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, sem ensejar recontabilização em razão do advento da nova regulamentação.*

*Art. 9º Fica vedado o aceite de ofertas, nos termos desta Portaria, para usinas que solicitarem, em prazo coincidente, a exportação de energia termelétrica para países vizinhos, conforme diretrizes estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia.*

### Vigência

3.50. A Portaria ora proposta procura disciplinar uma política pública inédita e cujos efeitos merecem ser monitorados e avaliados; por isso, sugere-se uma validade

limitada para esse normativo até 30 de junho de 2025, conforme abaixo:

*Art. 10. A vigência desta Portaria será até 30 de junho de 2025.*

3.51. Por fim, com relação à vigência do ato proposto, fazemos menção ao art. 4º do Decreto nº 10.139, de 28 de novembro de 2019:

***Publicação, vigência e produção de efeitos do ato***

*Art. 4º Os atos normativos estabelecerão data certa para a sua entrada em vigor e para a sua produção de efeitos:*

*I - de, no mínimo, uma semana após a data de sua publicação; e*

*II - sempre no primeiro dia do mês ou em seu primeiro dia útil.*

*Parágrafo único. O disposto neste artigo não se aplica às hipóteses de urgência justificada no expediente administrativo.*

3.52. Avalia-se que o disposto no citado artigo não se aplica à minuta de portaria aqui proposta, em função da necessidade premente de adoção das medidas necessárias para viabilizar o ato. Logo, com o objetivo de propiciar segurança jurídica adequada para que os agentes possam iniciar de imediato a apresentação de suas ofertas de redução de inflexibilidade, e demais medidas cabíveis por parte do ONS e da CCEE, é necessário que a proposta apresentada na minuta de portaria (SEI nº 0812870) tenha seus efeitos produzidos com a maior brevidade possível.

3.53. Nesse sentido e tendo em vista a importância deste processo, entende-se que a portaria entre em vigor e produza efeitos na data de sua publicação, ou seja, que a vigência do ato normativo resultante seja imediata, conforme redação abaixo:

*Art. 11. Esta Portaria entra em vigor e produz efeitos na data de sua publicação.*

***Riscos, monitoramento e mitigação***

3.54. As diretrizes delimitadas na presente proposta de portaria buscam, fundamentalmente, possibilitar a viabilização de situação ganha-ganha, ou seja, proporciona benefícios de uma maior flexibilidade operativa e de gestão relacionada às usinas termelétricas, sem a imputação de riscos aos consumidores brasileiros de energia elétrica, que são os interessados diretos neste processo. Dessa maneira, o normativo delimita situações quando suas disposições poderão ser aplicadas (cenário de excedentes energéticos) e quando precisarão ser canceladas (por necessidade sistêmica), inclusive sobre eventuais compensações aos consumidores impactados.

3.55. Além disso, são premissas da portaria a necessidade de manutenção da segurança eletroenergética do SIN e a não majoração dos custos, que deverão ser observadas quando da sua operacionalização.

3.56. Não obstante, considerando a inovação proposta no normativo, é importante realizar o monitoramento sistemático e a fiscalização pelo MME, pela ANEEL, pelo ONS e pela CCEE de sua operacionalização, no âmbito das competências e ritos próprios relativos à cada instituição. Além disso, há previsão de que os resultados sejam também apresentados ao CMSE sempre quando houver o aceite de ofertas e durante a sua vigência.

3.57. Por fim, registra-se que, quando da consolidação das regras e procedimentos de comercialização e operação específicos para a operacionalização do disposto na portaria, também deverá ser observada a necessidade de eventual mitigação de riscos, dando clareza e transparência às condições de contorno que se façam necessárias em benefício do interesse público.

### **Alternativa à proposta**

3.58. Alternativamente à proposta apresentada, haveria a manutenção do *status quo* atual. Isso implicaria na dispensa da oportunidade em se estabelecer mecanismo que efetivamente possa contribuir para uma melhor otimização do uso dos recursos energéticos, em sentido amplo. Conforme já mencionado, cenários de excedentes energéticos podem potencializar a concorrência entre fontes e a impossibilidade da respectiva alocação integral das disponibilidades energéticas para atendimento da carga.

3.59. Assim, nessa situação, a geração termelétrica inflexível pode contribuir, por exemplo, para a ocorrência de vertimentos turbináveis em UHEs ou para restrições de geração em usinas eólicas ou solares, resultando, no todo, em ineficiência para o SIN, visto que os custos de operação relativos às UTEs são superiores aos das demais fontes mencionadas. Essas situações não ideais poderiam ser otimizadas a partir da prescindibilidade da energia termelétrica inflexível, contribuindo também para a possibilidade de realocação da destinação dos combustíveis em outros usos, além da redução das emissões do CO<sub>2</sub> associados à geração de energia elétrica.

3.60. Relativo aos usos dos combustíveis, destaca-se que a maior flexibilidade na gestão dos portfólios pode inclusive contribuir para o surgimento de novas oportunidades, com o aumento da liquidez e dos negócios realizados, o que, sob a ótica do gás natural, por exemplo, poderá resultar futuramente na maturidade de um potencial mercado secundário.

3.61. A flexibilidade operativa de usinas termelétricas, a menores custos, também é bastante benéfica à operação do SIN, especialmente considerando a atual dinâmica setorial e superadas as questões relacionadas à viabilidade econômico-financeira para a implantação inicial dos empreendimentos.

### **Atores afetados**

3.62. Abaixo é apresentada síntese dos principais atores afetados pela ação proposta.

- **Geradores termelétricos:** as usinas termelétricas enquadradas nas disposições da portaria passam a ter a possibilidade de ofertar ao ONS a redução da inflexibilidade em cenários conjunturais favoráveis. Tal redução não implicará na necessidade de compensação da entrega de energia elétrica pelo agente gerador termelétrico na janela contratual. Como contrapartida, os geradores terão redução de parcela da receita fixa do contrato de CCEAR, conforme oferta realizada. Assim, é oportunizado ao gerador maior flexibilidade na gestão de seu portfólio, especialmente no que se refere ao uso do combustível destinado à geração termelétrica, que poderá ser renegociada com outro comprador, auferindo uma receita superior à redução proposta.
- **Demais geradores:** com o recolhimento da geração termelétrica inflexível, as demais usinas poderão ser acionadas em maior montante para atendimento da carga de energia elétrica do Brasil. Tendo em vista as premissas delimitadas, esse acionamento estará relacionado potencialmente a recursos com custos variáveis unitários nulos, ou seja, advindos de fontes

renováveis. Cabe ainda mencionar que essa proposta mitiga as situações de restrições de geração solar e eólica em decorrência da capacidade máxima de transmissão.

- **Consumidores regulados:**
  - Os consumidores regulados associados às Distribuidoras que tiverem a inflexibilidade reduzida deixarão de pagar parcela da receita fixa do CCEAR, conforme oferta realizada. Além disso, estarão expostos no MCP (exposição involuntária) na parcela da energia reduzida, que será paga valorada ao PLD. Segundo as disposições da portaria, estarão sempre protegidos contra aumentos do PLD, de forma que, em nenhuma hipótese, deverá ocorrer sobreoneração em comparação à situação contratual ordinária.
  - Os demais consumidores regulados não serão diretamente impactados com a proposta.
- **Consumidores livres:** os consumidores livres não serão diretamente impactados com a proposta.
- **Comercializadoras:** os agentes comercializadores não serão impactados com a proposta.

3.63. Em relação a impactos indiretos aos demais consumidores regulados ou aos consumidores livres, eles ocorrerão em função da nova otimização eletroenergética a ser realizada com o recolhimento da geração termelétrica inflexível. Entretanto, são premissas da portaria a necessidade de manutenção da segurança eletroenergética do SIN e a não majoração dos custos, que deverão ser observadas quando da sua operacionalização.

3.64. Vale registrar que, com a proposta, o sistema elétrico estará também otimizando a utilização de recursos energéticos não-renováveis, uma vez que será dada outra destinação ao combustível no momento em que a geração termelétrica é prescindível.

### **Base legal**

3.65. A Lei nº 14.600, de 19 de junho de 2023, ao estabelecer a organização básica dos órgãos da Presidência da República e dos Ministérios, constituiu, como área de competência do Ministério de Minas e Energia (MME), conforme inciso II do art. 37, "políticas nacionais de aproveitamento dos recursos hídricos, eólicos, fotovoltaicos e de demais fontes para fins de energia elétrica;"

3.66. Por sua vez, o Decreto nº 11.492, de 17 de abril de 2023, em seu art. 24, atribuiu competência à Secretaria Nacional de Energia Elétrica do MME (SNEE/MME) para "avaliar e propor ajustes, soluções e recomendações com vistas a promover a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético", bem como para "promover a eficiência do setor elétrico brasileiro, por meio da atuação na formulação de políticas sobre comercialização de energia elétrica", dentre outras.

3.67. Ademais, ressalta-se que esta Nota Técnica e a proposta apresentada contempla o arcabouço normativo do setor elétrico brasileiro vigente.

---

[1] Fonte: Regras de Comercialização da CCEE.

#### 4. APLICABILIDADE DA ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO

4.1. O Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020, regulamentou a análise de impacto regulatório, de que tratam o art. 5º da Lei nº 13.874, de 20 de setembro de 2019, e o art. 6º da Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019, dispondo sobre o seu conteúdo, os quesitos mínimos a serem objeto de exame, as hipóteses em que será obrigatória e as hipóteses em que poderá ser dispensada, ou não, a AIR.

4.2. Para a operacionalização da AIR, conforme estabelece o art. 16, do Decreto nº 10.411, de 2020, foi editada a Portaria Normativa MME nº 30/GM, de 22 de outubro de 2021, que instituiu, no âmbito do MME, o Programa de Análise de Impacto Regulatório.

4.3. A referida Portaria, além de estabelecer os objetivos, diretrizes e competências das unidades envolvidas na AIR, detalha no art. 17, as hipóteses de dispensa de AIR às propostas de edição e de alteração de atos normativos de interesse geral de agentes econômicos ou de usuários dos serviços prestados relacionados às atribuições do MME que, por oportuno, são reproduzidos *in verbis*:

*Art. 17. A AIR poderá ser dispensada pela autoridade competente pela edição da norma, nas hipóteses de:*

*I - urgência;*

*II - ato normativo destinado a disciplinar direitos ou obrigações definidos em norma hierarquicamente superior que não permita, técnica ou juridicamente, diferentes alternativas regulatórias;*

*III - ato normativo considerado de baixo impacto;*

*IV - ato normativo que vise à atualização ou à revogação de normas consideradas obsoletas, sem alteração de mérito;*

*V - ato normativo que vise a preservar liquidez, solvência ou higidez:*

*a) dos mercados financeiros, de capitais e de câmbio; ou*

*b) dos sistemas de pagamentos;*

*VI - ato normativo que vise a manter a convergência a padrões internacionais;*

***VII - ato normativo que reduza exigências, obrigações, restrições, requerimentos ou especificações com o objetivo de diminuir os custos regulatórios; (grifo nosso) e***

*VIII - ato normativo que revise normas desatualizadas para adequá-las ao desenvolvimento tecnológico consolidado internacionalmente, nos termos do disposto no Decreto nº 10.229, de 5 de fevereiro de 2020.*

*§ 1º Nas hipóteses de dispensa de AIR, será elaborada Nota Técnica ou documento equivalente, pela área proponente, que fundamentará a proposta de edição ou de alteração do ato normativo.*

*§ 2º A Nota Técnica ou documento equivalente a que se refere o § 1º deverá apresentar os elementos que fundamentam a dispensa de AIR pretendida.*

*§ 3º Na hipótese de dispensa de AIR em razão de urgência, a nota técnica ou o documento equivalente de que trata o § 1º deverá, obrigatoriamente, identificar o problema regulatório que se pretende solucionar e os objetivos que se pretende alcançar, de modo a subsidiar a elaboração da ARR, observado o disposto no art. 12.*

*§ 4º Ressalvadas informações com restrição de acesso, nos termos do disposto na Lei nº 12.527, de 18 de novembro de 2011, a Nota Técnica ou o documento equivalente de que tratam o § 1º e o § 2º serão disponibilizados no sítio eletrônico do Ministério de Minas e Energia, conforme definido nas normas próprias.*

4.4. A redução da inflexibilidade prevista no normativo em questão, que se dará por meio de apresentação de proposta do contratado, resultará em diminuição de custos ao consumidor, considerando o cenário de atendimento eletroenergético favorável e a consequente não necessidade de geração inflexível. Observe-se também que os geradores que tiverem suas propostas de redução aceitas continuariam obrigados a manter suas usinas disponíveis para despacho caso as condições de contorno previstas no normativo sejam alteradas.

4.5. Assim, a modificação da obrigação de inflexibilidade diminui custos

regulatórios, uma vez que há a redução dos custos incidentes sobre os agentes econômicos necessários a dar conformidade às obrigações de inflexibilidade operativa decorrentes de contratos e/ou de restrições elétricas, a serem observadas quando do despacho do ONS, conforme apresentado nessa Nota.

4.6. Portanto, pelo exposto, em relação à necessidade de análise de impacto regulatório, vislumbra-se a possibilidade de dispensa nos termos do art. 4º inciso VII do Decreto nº 10.411, de 2020, refletido no inciso VII, do art. 17 da Portaria Normativa MME nº 30, de 2021. Não obstante, e em benefício da análise da proposição, esta Nota Técnica incorporou, preliminarmente, diversos aspectos usualmente avaliados quando da elaboração de AIR, de forma a contribuir com posterior avaliação do tema em Consulta Pública.

4.7. Ademais, a efetiva dispensa de AIR deverá ser avaliada pelo Comitê Permanente de Avaliação de Impacto Regulatório (CPAIR/MME), instituído pela Portaria Normativa MME nº 30/GM/2021, observada a instrução processual da respectiva proposição e sem prejuízo da abertura da Consulta Pública pretendida.

## 5. CONCLUSÃO

5.1. Tendo em vista a proposta ora apresentada, que estabelece alternativa para a redução de geração termelétrica inflexível em cenário de excedentes energéticos no SIN, observadas as demais condições estabelecidas, sugere-se realizar Consulta Pública, com o objetivo de colher subsídios referentes à minuta de Portaria Ministerial proposta sobre o tema, consubstanciando o papel do MME como formulador, indutor e supervisor das políticas públicas setoriais na área de energia.

5.2. Conforme exposto, a redução da inflexibilidade tem potencial de proporcionar um triplo benefício, nas hipóteses estabelecidas nessa portaria, considerando um cenário de excedentes energéticos: i) a distribuidora contratante desembolsará um valor inferior de receita fixa para cumprir suas obrigações contratuais, beneficiando seus consumidores cativos; ii) o gerador termelétrico poderá renegociar o combustível anteriormente destinado à geração com outro comprador, auferindo uma receita superior à redução proposta; iii) o setor estará otimizando a utilização de recursos energéticos não-renováveis, uma vez que será dada outra destinação ao combustível no momento em que a geração termelétrica é prescindível.

5.3. Por fim, cabe ressaltar que a minuta de portaria ora proposta foi objeto de discussão com a ANEEL, a CCEE, o ONS e a EPE.

À consideração superior.

## 6. ANEXOS

6.1. Minuta de Portaria - diretrizes para a otimização do uso de geração de energia elétrica inflexível proveniente de UTEs no SIN em cenário de excedentes energéticos (SEI nº 0812870); e

6.2. Minuta de Portaria - abertura de Consulta Pública (SEI nº 0820282).



Documento assinado eletronicamente por **Nelson Simao de Carvalho Junior, Assessor(a) Técnico(a)**, em 25/10/2023, às 10:43, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Bianca Maria Matos de Alencar Braga, Coordenador(a)-Geral de Mercado e Preço de Energia Elétrica**,



em 25/10/2023, às 10:43, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Vanialucia Lins Souto, Coordenador(a)**, em 25/10/2023, às 11:03, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Fabício Dairel de Campos Lacerda, Coordenador(a)-Geral de Gestão da Comercialização de Energia**, em 25/10/2023, às 11:04, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Pedro Henrique de Sousa Santos, Assistente**, em 25/10/2023, às 11:07, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Fabiana Gazzoni Cepeda, Diretor(a) do Departamento de Políticas para o Mercado**, em 25/10/2023, às 11:52, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Juliana Oliveira do Nascimento, Assistente**, em 25/10/2023, às 14:45, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Rogério Guedes da Silva, Coordenador(a)-Geral de Desempenho da Operação Energética**, em 25/10/2023, às 14:51, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Guilherme Silva de Godoi, Diretor(a) do Departamento de Desempenho da Operação do Sistema Elétrico**, em 25/10/2023, às 15:39, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [http://www.mme.gov.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **0802126** e o código CRC **E73DD28E**.