



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

NOTA TÉCNICA Nº 9/2024/CGME/DPME/SNEE

PROCESSO Nº 48370.000163/2024-96

INTERESSADO: SECRETARIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, SECRETARIA EXECUTIVA

1. ASSUNTO

1.1. Diretrizes para operação em condição diferenciada de usinas termoeletricas para atendimento de potência no Sistema Interligado Nacional (SIN).

2. SUMÁRIO EXECUTIVO

2.1. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) desempenha um papel fundamental na garantia do atendimento eletroenergético brasileiro, sendo responsável pela operação e gerenciamento do Sistema Interligado Nacional (SIN). Suas atribuições são diversas e visam assegurar a confiabilidade, a eficiência e a segurança do fornecimento de energia elétrica em todo o país.

2.2. Nos estudos do planejamento da operação, as análises de potência têm por objetivo avaliar o atendimento à demanda do SIN, incluindo a reserva operativa. Nessas avaliações são confrontados os requisitos de demanda com as disponibilidades de potência das diversas fontes de energia que compõem o SIN, cabendo destacar, para o cenário conjuntural, o acoplamento dos cenários aos estudos energéticos.

2.3. Observadas as competências do ONS, vale também registrar a atuação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), Colegiado cuja criação foi autorizada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, para assegurar a segurança e a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica no país, sendo fundamental na gestão do setor elétrico brasileiro.

2.4. Ao longo de 2024, o ONS apresentou ao CMSE questões conjunturais relacionadas ao atendimento de potência, conforme evidenciado em ocasiões diversas ao longo de 2024, a exemplo das discussões da 287ª reunião (10/01/2024), 293ª reunião (03/07/2024) e 294ª reunião (07/08/2024).

2.5. Em sua mais recente reunião (extraordinária), realizada em 19 de setembro de 2024, o ONS realizou apresentação específica com "Avaliação das Condições de Atendimento de Potência", contemplando ações que representam o Plano de Ação de curtíssimo prazo para atendimento eletroenergético nacional. Na ocasião, o CMSE deliberou por *"viabilizar a ampliação da flexibilidade operativa das usinas termoeletricas, tanto de usinas contratadas quanto merchant, visando maior gestão sobre o recurso para atendimento das necessidades de ponta do sistema"*.

2.6. Assim, a partir das manifestações do ONS, alinhadas às avaliações do CMSE, identificou-se a necessidade de recursos flexíveis para atendimento de potência no Sistema Interligado Nacional (SIN) no curtíssimo prazo, problema regulatório avaliado nesta Nota Técnica. Conforme será apresentado, a Análise de

Impacto Regulatório (AIR) contemplou a avaliação de três alternativas: i) contratação de novos recursos para atendimento de potência no curtíssimo prazo; ii) importação firme de energia elétrica de país vizinho para atendimento de potência; e iii) incremento da disponibilidade de recursos flexíveis via empreendimentos termelétricos existentes.

2.7. A proposta (iii) foi apontada, conforme análise multicritério, como a mais adequada para enfrentamento do problema regulatório. Assim, esta Nota também apresenta o detalhamento da proposta para viabilização da respectiva alternativa. Em resumo, trata-se de Portaria Normativa com diretrizes para a operação diferenciada de usinas termelétrica, facultando aos agentes, conforme condições de contorno e premissas estabelecidas, oferta de produtos de potência para utilização pelo ONS no curtíssimo prazo.

3. ANÁLISE

Problema Regulatório

3.1. Necessidade de recursos flexíveis para atendimento de potência no Sistema Interligado Nacional (SIN) no curtíssimo prazo para contribuir com a garantia da segurança do suprimento eletroenergético nacional, observada a minimização do custo de operação total do SIN.

Base Legal

3.2. A Lei nº 14.600, de 19 de junho de 2024, ao estabelecer a organização básica dos órgãos da Presidência da República e dos Ministérios, atribuiu ao Ministério de Minas e Energia (MME) a competência para formular "políticas nacionais de aproveitamento dos recursos hídricos, eólicos, fotovoltaicos e de demais fontes para fins de energia elétrica", conforme inciso II do art. 37.

3.3. Por sua vez, o Decreto nº 11.492, de 17 de abril de 2023, em seu art. 24, determina competência à Secretaria Nacional de Energia Elétrica do MME (SNEE/MME) para atuar na formulação e na avaliação de políticas públicas sobre geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como promover a eficiência do setor elétrico brasileiro, por meio da atuação na formulação de políticas sobre modelo e segurança de mercado, formação de preço e comercialização de energia elétrica, dentre outras.

3.4. Ademais, ressalta-se que esta Nota Técnica e as propostas apresentadas contemplam o arcabouço normativo do setor elétrico brasileiro vigente de modo a permitir a avaliação apresentada para cada uma das alternativas regulatórias.

Experiência Internacional ¹

3.5. A transição energética global e a busca pela predominância do uso de recursos renováveis têm potencializado o redesenho dos sistemas elétricos locais e regionais, trazendo tanto oportunidades quanto desafios significativos. Nesse contexto, a necessidade de potência para atendimento à ponta de carga, ou seja, a capacidade necessária para atender picos de demanda no setor elétrico, é um dos fatores críticos para a garantia da segurança e da estabilidade do fornecimento de eletricidade.

3.6. À medida que os sistemas elétricos incorporam uma maior proporção de fontes renováveis, como solar e eólica, que são intermitentes por natureza, a gestão desses picos de demanda se torna ainda mais complexa, associado também à expansão dos recursos energéticos distribuídos. Diferentes países têm adotado

várias estratégias para enfrentar essa necessidade de potência, implementando soluções que vão desde mercados de capacidade até avanços tecnológicos em armazenamento e flexibilidade na operação de seus sistemas elétricos.

1. Mercados de Capacidade

Estados Unidos:

3.7. Nos EUA, mercados regionais como PJM Interconnection e New York ISO têm desenvolvido sistemas de mercados de capacidade. Esses mercados garantem que exista uma quantidade suficiente de capacidade de geração disponível para cobrir a demanda máxima esperada. Os participantes desses mercados recebem remuneração por estarem disponíveis para fornecer energia durante picos de demanda, mesmo que não estejam gerando eletricidade constantemente. Esses mercados também incentivam a construção de novas plantas de geração e a implementação de recursos flexíveis, como usinas de gás de ciclo rápido e armazenamento em baterias.

Reino Unido:

3.8. Na última década, o Reino Unido implementou um sistema de Mercado de Capacidade. Por meio de leilões regulares, o governo britânico assegura a disponibilidade de capacidade adicional para atender a picos de demanda. O sistema britânico também promove a participação de novas tecnologias e soluções inovadoras, como armazenamento de energia e gerenciamento da demanda, que podem ser ativadas rapidamente quando necessário. Esse modelo tem sido eficaz em garantir a estabilidade do sistema elétrico enquanto se integra um maior montante de energia renovável.

3.9. Vale destacar que, anteriormente à implementação do Mercado de Capacidade, alternativas como o aumento da integração elétrica regional, da resposta da demanda e soluções de armazenamento também foram importantes alternativas que contribuíram para a manutenção da segurança do suprimento e para a redução da necessidade de potência durante os horários de pico.

2. Armazenamento de Energia

Alemanha:

3.10. A Alemanha tem investido consideravelmente em tecnologias de armazenamento de energia para lidar com a variabilidade das fontes renováveis. Projetos como o de baterias de grande escala e armazenamento por bombeamento (usinas reversíveis) ajudam a equilibrar a oferta e a demanda, armazenando energia durante períodos de baixa demanda e liberando-a durante picos. Essa abordagem permite que a energia gerada a partir de fontes renováveis seja armazenada e utilizada quando a geração é insuficiente para atender a demanda.

China:

3.11. A China também tem feito avanços significativos em armazenamento de energia, especialmente com a construção de grandes instalações de baterias e projetos de armazenamento por bombeamento. Esses investimentos visam não apenas garantir a estabilidade da rede elétrica, mas também apoiar a integração de sua crescente capacidade de geração renovável. O país está desenvolvendo algumas das maiores instalações de armazenamento de energia em larga escala do mundo.

3. Resposta da Demanda e Flexibilidade

Austrália:

3.12. Na Austrália, a resposta da demanda e a flexibilidade dos consumidores têm sido fundamentais para enfrentar a necessidade de potência em períodos de alta

carga. Programas de resposta da demanda incentivam os consumidores a reduzirem seu consumo durante picos de demanda, ajudando a aliviar o carregamento da rede elétrica. Além disso, o país está adotando, por exemplo, tecnologias como termostatos inteligentes e sistemas de gerenciamento de carga que permitem um ajuste dinâmico do consumo.

Dinamarca:

3.13. A Dinamarca, com uma alta proporção de energia eólica, tem se concentrado em otimizar a flexibilidade da demanda e a integração de diversas fontes de energia. O país utiliza um sistema avançado de gerenciamento de demanda que inclui a coordenação entre consumidores, redes e fontes de geração para ajustar a oferta e a demanda em tempo real. O uso de contratos de flexibilidade e sistemas de resposta rápida ajuda a lidar com a variabilidade da geração e a garantir que a demanda seja atendida.

3.14. Portanto, para enfrentar a necessidade de potência para atendimento à ponta de carga, os países têm adotado uma variedade de estratégias. Mercados de capacidade oferecem uma maneira de garantir a disponibilidade de geração quando necessário, enquanto investimentos em armazenamento de energia e programas de resposta da demanda fornecem flexibilidade adicional. As experiências de países como Estados Unidos, Reino Unido, Alemanha, China, Austrália e Dinamarca mostram que a combinação dessas abordagens é fundamental para garantir a estabilidade e a eficiência dos sistemas elétricos à medida que se expandem as fontes renováveis.

3.15. Por fim, menciona-se que, para o enfrentamento de situações críticas ou emergenciais quanto à escassez de recursos para atendimento de picos de demanda, a experiência internacional revela a intensificação das estratégias adotadas tanto na maior contratação e disponibilidade de recursos, observados os desenhos de mercado adotados (contratos emergenciais, leilões, etc), quanto no gerenciamento facultativo ou compulsório da demanda, além dos intercâmbios internacionais com países vizinhos.

¹ Informações diversas consultadas nas seguintes fontes/sites: USA Federal Energy Regulatory Commission (FERC); The Office of Gas and Electricity Markets (*Ofgem*, UK); Agora Energiewende (Alemanha); China Energy Storage Alliance; Australian Energy Market Operator (AEMO); Danish Energy Agency.

Motivos para Enfrentamento do Problema Regulatório e Objetivos a Serem Alcançados

3.16. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) desempenha um papel fundamental na garantia do atendimento eletroenergético brasileiro, sendo responsável pela operação e gerenciamento do Sistema Interligado Nacional (SIN). Suas atribuições são diversas e visam assegurar a confiabilidade, a eficiência e a segurança do fornecimento de energia elétrica em todo o país.

3.17. Nos estudos do planejamento da operação, as análises de potência têm por objetivo avaliar o atendimento à demanda do SIN, incluindo a reserva operativa. Nessas avaliações são confrontados os requisitos de demanda com as disponibilidades de potência das diversas fontes de energia que compõem o SIN, cabendo destacar, para o cenário conjuntural, o acoplamento dos cenários aos estudos energéticos.

3.18. Observadas as competências do ONS, vale também registrar a atuação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), Colegiado cuja criação foi autorizada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, para assegurar a segurança e a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica no país, sendo fundamental na gestão do setor elétrico brasileiro. Dentre suas principais atribuições, destacam-se:

1. **Acompanhamento da Oferta e Demanda:** O Comitê acompanha continuamente a situação do setor elétrico, analisando informações sobre a demanda de energia, a disponibilidade de recursos de geração e as condições hidrometeorológicas que podem impactar a geração, especialmente das hidrelétricas.
2. **Avaliação de Cenários Críticos:** O CMSE é responsável por avaliar cenários críticos que possam afetar a operação do sistema, como períodos de estiagem ou situações de emergência. Com base nessas avaliações, o Comitê pode recomendar medidas para garantir a segurança do abastecimento.
3. **Coordenação de Ações:** O Comitê coordena ações entre os diversos agentes do setor, promovendo a integração e o alinhamento de estratégias.
4. **Recomendações e Diretrizes:** O CMSE emite recomendações sobre políticas e ações necessárias para garantir a segurança eletroenergética, a serem observadas pelas instituições setoriais, observadas as competências próprias.

3.19. Assim, mensalmente, o ONS apresenta ao CMSE, dentre outros temas, cenários prospectivos de atendimento do SIN, sendo o atendimento de potência e de energia assuntos de destaque.

3.20. A exemplo da experiência internacional, têm-se observado no Brasil, nos últimos anos, um acelerado crescimento das fontes eólica e solar, associada à relevante penetração da geração distribuída no sistema elétrico. Além de impactar o comportamento da curva de carga, com atenuação do consumo líquido nos períodos de maior incidência solar, este cenário altera os requisitos de potência para atendimento à ponta de carga, sendo cada vez mais necessários recursos flexíveis para atendimento dos picos verificados, em benefício da garantia do atendimento, da segurança e da estabilidade da rede elétrica.

3.21. Neste contexto, o ONS tem trazido ao CMSE questões conjunturais relacionadas ao atendimento de potência, conforme evidenciado em ocasiões diversas ao longo de 2024:

ATA DA 287ª REUNIÃO (10/01/2024):

"No atendimento à potência, considerando o estudo prospectivo, no cenário hidrológico inferior, há a possibilidade de uso da Reserva Operativa em janeiro de 2024 (e de geração térmica adicional até junho/2024), na ocorrência de cargas elevadas, baixa performance de geração eólica e baixa afluência nas UHEs dos rios Xingu, Madeira e Teles Pires, com necessidade de medidas adicionais para minimizar os impactos para garantir a segurança eletroenergética mesmo nesse cenário pessimista e excepcional, conforme recomendações apresentadas pelo operador descritas a seguir no item "Medidas para o Aumento da Disponibilidade de Recursos Eletroenergéticos ao SIN".

ATA DA 293ª REUNIÃO (03/07/2024):

"Com relação ao atendimento à potência (cenário inferior), na condição de demandas elevadas, associadas ao baixo desempenho da geração eólica e hidrologia desfavorável, há indicação de geração térmica adicional em todo o período de estudo, se intensificando a partir de outubro.

Adicionalmente, considerando o cenário apresentado pelo ONS e tendo em vista a expectativa de aumento dos requisitos sistêmicos relacionados ao atendimento de potência no segundo semestre de 2024, coincidente com o período tipicamente seco do SIN, o CMSE avaliou alternativas para o aumento da disponibilidade desses recursos, a serem utilizados pelo Operador em situações específicas e justificadas.

Sobre o assunto, foi mencionada a característica das usinas termelétricas a Gás Natural Liquefeito - GNL, cujo despacho ordinário tem que ser realizado de maneira antecipada pelo ONS, conforme contratos vigentes, e a possibilidade de

operação desses empreendimentos com maior flexibilidade em configurações diferenciadas.

Dessa maneira, o Comitê solicitou que o ONS, com apoio dos demais membros do CMSE, se articule com:

- Os titulares das usinas termelétricas à GNL, cujo despacho ordinário é antecipado, para despacho flexível, considerando CVUs compatíveis com essa modalidade e calculados pela ANEEL;
- Os titulares das usinas termelétricas Merchant sem CVU calculado, que não estão atualmente consideradas como recurso disponível para a operação. Para esses casos, a ANEEL calculará os CVUs compatíveis, nos termos da Portaria MME nº 76/2024;
- Os agentes de consumo que ofertam propostas de Redução Voluntária de Demanda - RVD.

Deliberação: O ONS, com apoio dos demais membros do CMSE, deverá se articular com os agentes setoriais de modo a buscar a disponibilização de recursos energéticos conjunturais para atendimento à ponta de carga, garantindo o suprimento eletroenergético e a otimização dos custos de operação".

ATA DA 294ª REUNIÃO (07/08/2024):

"Com relação ao atendimento à potência, considerando o cenário inferior de previsões, os estudos prospectivos apresentados pelo ONS demonstram, em caso de coincidência de carga elevada e baixa geração nas usinas eólicas, a necessidade de mobilização de recursos adicionais para manutenção dos critérios de confiabilidade no atendimento, no período de carga líquida mais elevada, no final da tarde e início da noite.

Assim, o ONS indicou para os próximos meses a possibilidade de utilização de geração termelétrica, resposta voluntária da demanda - RVD e importação de energia elétrica da Argentina e Uruguai, para fins de complemento ao atendimento à ponta de carga do sistema, considerando sempre a utilização gradativa dos recursos em ordem crescente de custos e apenas quando necessário. Ademais, foi recomendado avaliar a possibilidade de antecipação da UTE Termopernambuco, inicialmente contratada para entrar em operação em julho/2026, para se tornar disponível a partir de outubro/2024. A utilização desses recursos, conforme foi avaliado no CMSE, se mantém importante para a garantia do suprimento eletroenergético".

NOTA INFORMATIVA DA 295ª REUNIÃO (03/09/2024):

"A análise prospectiva do ONS indicou que, para os meses de setembro a dezembro, em cenários de elevada demanda e baixa contribuição da geração eólica, será necessária a utilização de recursos da reserva operativa para o atendimento da demanda máxima (ponta) do sistema.

Assim, o comitê aprovou ações preventivas para a maximização de recursos para o atendimento à ponta do SIN, como:

- Continuidade do despacho das usinas termelétricas a Gás Natural Liquefeito (GNL) Santa Cruz e Linhares ao longo de todo o mês de novembro;
- Possibilidade do despacho flexível das usinas termelétricas a GNL Santa Cruz, Linhares e Porto Sergipe de modo flexível, buscando a minimização do custo total de operação do SIN, para atendimento à ponta de carga do sistema considerando Custos Variáveis Unitários (CVUs) a serem autorizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel);
- Articulação para viabilizar operação excepcional do reservatório intermediário da usina hidrelétrica de Belo Monte com vazão mínima de 100 m³/s, respeitadas as licenças e autorizações necessárias;
- Articulação visando à entrada em operação da Linha de Transmissão (LT) 500 kV Porto do Sergipe - Olindina - Sapeaçu; LT 500 kV Terminal Rio - Lagos (c.1 e c.2) e LT 345 kV Leopoldina 2 - Lagos, visando assegurar o pleno escoamento de potência nos meses de setembro, outubro, novembro e dezembro;
- Possibilidade de utilização de critérios de desempenho e segurança menos restritivos para a operação do SIN, quando necessário, de forma a garantir a maximização do uso de recursos disponíveis e o atendimento às cargas entre setembro e novembro, conforme estabelecem os procedimentos de rede".

3.22. Em sua mais recente reunião (extraordinária), realizada em 19 de setembro de 2024, o ONS realizou apresentação específica com "Avaliação das Condições de Atendimento de Potência", contemplando as seguintes ações, que representam o Plano de Ação de curtíssimo prazo para atendimento eletroenergético nacional: retorno da implementação do Horário de Verão, ampliação da quantidade de termelétricas disponíveis para acionamento (ponta), projeto piloto de resposta da demanda (sandbox com produto disponibilidade) e operação especial na UHE Belo Monte. Tais medidas foram motivadas pelo cenário prospectado, até fevereiro/2025, que aponta, quando consideradas as premissas mais severas, para a invasão de Reserva de Potência Operativa até dezembro/2024 e em proporções elevadas nos meses de outubro e novembro de 2024.

3.23. Assim, considerando as informações trazidas, o CMSE deliberou, dentre outros temas, por *"viabilizar a ampliação da flexibilidade operativa das usinas termelétricas, tanto de usinas contratadas quanto merchant, visando maior gestão sobre o recurso para atendimento das necessidades de ponta do sistema"*.

3.24. Assim, motivados pelo problema regulatório identificado, e alinhados às avaliações do CMSE, cabendo destacar a atuação da Secretaria Nacional de Energia Elétrica (SNEE/MME) como Secretaria-Executiva do CMSE, é que se propõe a avaliação da temática, objetivando-se contribuir com a disponibilidade dos recursos que se façam necessários à garantia do suprimento eletroenergético no curtíssimo prazo.

Alternativas Consideradas para Enfrentamento do Problema Regulatório

3.25. A seguir, são apresentadas três alternativas para enfrentamento do problema regulatório, suas descrições e diretrizes gerais.

Alternativa 1: Contratação de novos recursos para atendimento de potência no curtíssimo prazo

3.26. No Brasil, a garantia do balanceamento entre a oferta e a demanda de energia elétrica é respaldada em processos estruturados de planejamento setorial, de curto, médio e longo prazos, desempenhado com papel central pelo Ministério de Minas e Energia (MME), a partir de estudos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), juntamente às etapas da operação, sob responsabilidade do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

3.27. Sob a ótica centralizada, são realizados leilões, sob gestão da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e operacionalizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), para a contratação de novos recursos de geração, contemplando destacadamente:

- **Leilão de Energia Nova (LEN):** Focado na contratação de novos empreendimentos de geração, que começam a operar em um prazo futuro determinado. O produto predominante é a energia elétrica gerada, podendo ser via quantidade a ser entregue ou disponibilidade do empreendimento à geração para acionamento quando necessário.
- **Leilão de Energia Existente (LEE):** Focado na negociação da compra de energia proveniente de usinas que já estão em operação. Estes leilões têm como objetivo ajustar e otimizar a oferta de energia no mercado, garantindo que a energia gerada pelas usinas existentes possa ser comercializada de forma eficiente e que a demanda seja atendida de maneira adequada.
- **Leilão de Energia de Reserva (LER):** Focado na contratação de empreendimentos com o objetivo de elevar a segurança no fornecimento de

energia elétrica no SIN.

- **Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP):** Objetiva contratar recursos para atendimento de potência no SIN, com possibilidade de agregar conjuntamente a entrega de energia elétrica. Assim, busca-se assegurar que a capacidade necessária esteja disponível para atender a demanda, mesmo que esse recurso não seja utilizado constantemente.

3.28. Vale destacar que o prazo para o início do suprimento, bem como o respectivo horizonte de entrega, são parâmetros definidos a depender de cada modalidade e certame realizado, endereçando o objetivo precípua da contratação, qual seja, a garantia antecipada do atendimento à demanda energética, para o caso dos consumidores regulados, e de potência mediante a assinatura de contratos entre consumidores e geradores.

3.29. Assim, eventual alternativa para contratação de novos recursos para atendimento no curtíssimo prazo deve ser capaz de endereçar corretamente as necessidades sistêmicas, observados, por exemplo, critérios como:

1. Prazo de início do suprimento compatível com a necessidade sistêmica;
2. Desenho de produtos adequados;
3. Custos totais (fixos e variáveis) e pagantes.

3.30. Em relação aos aspectos (1) e (2), vale mencionar que a necessidade imediata impacta eventual alternativa de endereçamento via novos empreendimentos. Ademais, sob a ótica estrutural, a adequada disponibilidade de potência para atendimento do SIN tem sido endereçada via contratações realizadas por meio de LRCAP. Para 2024, conforme apresentado na Consulta Pública MME nº 60/2024, há a expectativa de realização de novo certame, o que tem impulsionado importantes debates, inclusive quanto às premissas e requisitos para contratação de recursos que, de fato, atendam as necessidades operativas, observada a flexibilidade cada vez mais requerida na dinâmica do sistema elétrico brasileiro.

3.31. Assim, soluções envolvendo novos empreendimentos de geração de energia elétrica ou de armazenamento, ainda que interessantes sob a ótica operativa, tornam-se inviáveis para adoção em eventual contratação de curtíssimo prazo, restringindo potenciais candidatos destacadamente aos termelétricos já existentes, alguns dos quais já possuem contratos vigentes ou com início de suprimento próximo (LRCAP).

3.32. Vale mencionar também que eventual contratação de novos recursos para atendimento de potência no curtíssimo prazo implica, considerando os endereçamentos usuais, no pagamento de receita fixa pela disponibilidade da prestação do serviço. Ocasionalmente, a disponibilização de recursos adicionais de empreendimentos existentes ou até mesmo da resposta da demanda, sem o pagamento de receita fixa, podem ser possíveis, em benefício do consumidor, desde que a solução preveja adequado incentivo de preço para viabilização da oferta eletroenergética.

3.33. Por fim, registra-se a importância de que as alternativas conjunturais sejam compatíveis às indicadas pelo planejamento setorial, em benefício, dentre outros aspectos, da modicidade tarifária e da racionalidade de custos aos consumidores brasileiros de energia elétrica.

3.34. ***Alternativa 2: Importação firme de energia elétrica de país vizinho para atendimento de potência***

3.35. Atualmente, os intercâmbios internacionais de energia elétrica com o Brasil têm sido viabilizados por meio de modalidades interruptíveis, sendo os relacionados ao SIN associados às trocas comerciais brasileiras com a Argentina e com o Uruguai por meio de conversoras de frequência distintas (Garabi 1 e 2, total de 2.200 MW; Melo e Rivera, total de 570 MW, respectivamente).

3.36. Em relação à importação de energia elétrica, a Portaria MME nº 60/2022 estabeleceu as mais recentes diretrizes sobre o tema, tendo trazido como inovação a possibilidade de aceite de ofertas, sem vinculação à substituição de usinas termelétricas, para atendimento de potência no SIN:

"Art. 4º O ONS poderá considerar a importação como recurso adicional ao SIN, sem substituição de geração de usinas termelétricas nos termos do art. 3º, desde que não produza excedente adicional de geração de energia elétrica no SIN e nas seguintes condições:

(...)

III - para atendimento a produtos de potência definidos pelo ONS, desde que seja competitiva frente a outros recursos energéticos do SIN".

3.37. Assim, desde 2023, a importação para atendimento de potência tem sido utilizada pelo ONS como alternativa para o suprimento eletroenergético nacional, conforme necessidade. No primeiro semestre de 2024, foi registrado o recebimento de aproximadamente 21 MW médios de energia, conforme dados do ONS e da CCEE. Destaca-se que, em dias específicos (26/06, 28/06, 29/07), houve importação do Uruguai em montantes de até 500 MW, o que corresponde ao limite máximo de intercâmbio pela conversora de frequência de Melo. Além disso, com o decorrer do período tipicamente seco no Brasil, foi observado o incremento das importações advindas do Uruguai para atendimento de potência. Assim, em agosto de 2024, houve recebimento do Uruguai durante 18 dias, com valor máximo de 500 MW. Já sobre a Argentina, informa-se que o país vizinho manteve perfil predominantemente importador, com redução de ofertas ao Brasil.

3.38. Relativo aos intercâmbios interruptíveis, vale destacar que a disponibilidade, bem como a respectiva oferta de recursos, se associam ao interesse dos agentes ofertantes em viabilizar tais transações, não havendo, portanto, obrigatoriedade ou compromissos firme, conforme dinâmica do desenho adotado. Assim, em se tratando de necessidade de recursos adicionais para contribuir com a garantia da segurança do suprimento de energia elétrica no país, uma alternativa vislumbrada é a do estabelecimento de compromissos firmes de importação.

3.39. Novamente, a necessidade conjuntural de curtíssimo prazo impõe pontos de atenção para o endereçamento desta alternativa, destacadamente quanto: (i) ao interesse e disponibilidade de recurso dos países vizinhos, alinhados às necessidades brasileiras; (ii) à inexistência de desenhos jurídicos, normativos e regulatórios para eventual importação firme, bem como acordos e tratados com os países vizinhos para a sua viabilização; (iii) custos totais (fixos e variáveis) e pagantes.

3.40. Relativo à eventual sobreposição desta importação com recursos indicados pelo planejamento setorial nacional, destaca-se que, em função da temporalidade requerida, não se vislumbra sombreamento entre as abordagens, desde que os acordos estabelecidos fossem também de curtíssimo prazo, o que poderia impactar a atratividade da respectiva oferta.

3.41. Vale mencionar que a atual capacidade instalada das conversoras de frequência entre Brasil; Argentina e Uruguai limitam os fluxos a um total de 2.770 MW (2.200 MW da Argentina, 570 MW do Uruguai). Dessa maneira, a viabilização da alternativa 2 já assumiria, de antemão, uma limitação física ao pretendido aumento da disponibilidade de recursos flexíveis para atendimento de potência no curtíssimo

prazo, sendo também um importante aspecto a ser considerado.

3.42. Por fim, destaca-se novamente que, nos últimos meses, a Argentina, tem demonstrado interesse na importação de energia elétrica do Brasil, conforme evidenciado, por exemplo, nos dados relativos a julho e agosto de 2024, quando foram exportados cerca de 1.231 MW médios e 982 MW médios. A perspectiva de intercâmbios interruptíveis entre os países também tem sido debatida em reuniões bilaterais entre o Ministério de Minas e Energia do Brasil e a Secretaria de Energia do Ministério da Economia da Argentina, conforme interesses nacionais, e de forma a endereçar adequadamente as necessidades fazendo uso da integração elétrica existente.

Alternativa 3: Incremento da disponibilidade de recursos flexíveis via empreendimentos termelétricos existentes

3.43. A última alternativa regulatória ora vislumbrada é viabilizar o incremento da disponibilidade de recursos flexíveis via empreendimentos termelétricos existentes. Tal possibilidade coaduna-se na possibilidade de que alguns empreendimentos possam ajustar sua operação para condições técnicas distintas dos parâmetros de performance atuais e dos contratos vigentes, em benefício de uma maior flexibilidade operativa ao sistema. Como exemplo, mencionam-se as usinas termelétricas a gás natural, algumas das quais podem operar em diferentes configurações eletromecânicas: ciclo aberto e o ciclo fechado.

3.44. Comparativamente, a operação em ciclo aberto traz algumas vantagens quando o foco do atendimento se refere à resposta da demanda de energia elétrica, especialmente quanto aos menores tempos de acionamento e rampa, bem como de desligamento. Menciona-se que, para a mudança de configuração de um ciclo fechado para um ciclo aberto, ou vice-versa, são realizadas etapas que envolvem, por exemplo, a desativação do ciclo de recuperação de calor, ajustes nos sistemas de controle e proteção, bem como mudanças nos procedimentos operacionais, incluindo ajustes na gestão de combustível e nos protocolos de manutenção, uma vez que a ausência do ciclo fechado altera as condições operacionais e os requisitos de eficiência térmica.

3.45. Além disso, a operação de usinas com parâmetros mais flexíveis pode tornar-se realidade a depender do *trade-off* entre benefícios e custos para essa condição diferenciada, o que carece de incentivos, sob a ótica do gerador, para que esse produto adicional (potência) seja provido por empreendimentos contratados ou remunerados em condições distintas. Esse tema já foi objeto de manifestações prévias de agentes termelétricos ao MME, a exemplo do registrado pelo grupo Eneva na Carta ENV nº 164/2023. Conforme informado, o incremento de custos para uma operação termelétrica mais flexível se associa predominantemente a perdas de eficiência e de escala, além do aumento no custo de manutenções associadas ao desgaste de máquinas, não previstos quando das ofertas originais nos leilões e nas condições que determinam os custos unitários variáveis vigentes.

3.46. Vale mencionar também o relevante aumento, no passado recente, do número de usinas termelétricas com contratos vencidos ou vincendos. A disponibilidade à operação desses empreendimentos relaciona-se ao interesse de seu agente detentor, uma vez que não há compulsoriedade por meio de compromissos firmados no mercado de energia elétrica brasileiro. Sobre o tema, destaca-se que o MME tem editado há alguns anos, a exemplo da Portaria Normativa nº 76/GM/MME/2024, diretrizes que possibilitam a inclusão de custos fixos aos custos variáveis para geração de energia elétrica das chamadas usinas termelétricas usualmente denominadas "Merchant". Tais usinas operam sem contrato de comercialização de energia elétrica vigente e a incorporação desses custos

funciona como incentivo ao aumento de sua contribuição energética ao sistema elétrico brasileiro.

3.47. A figura 1 apresenta informações referentes a usinas termelétricas do tipo I e II- A (despacho centralizado) com contratos vencidos ou vencidos até 2025, conforme dados do ONS, disponibilizados no Plano da Operação Energética - PEN 2023/2027, bem como informações da ANEEL.

SUDESTE/CENTRO-OESTE			
COMBUSTÍVEL	USINA	POTÊNCIA (MW)	FIM CONTRATOS
Óleo Combustível	Piratininga 12	200,0	dez/21
Gás Natural	Cuiabá	529,2	dez/21
Gás Natural	Santa Cruz 34	436,0	dez/21
Gás Natural	Termonorte 2	349,0	dez/21
Gás Natural	W. Arjona	177,1	dez/21
Biomassa	Predilecta	5,0	dez/21
Óleo Diesel	Daia	44,4	dez/22
Gás Natural	Ibirite	235,0	dez/22
Gás Natural	Seropédica	360,0	dez/23
Diesel	Goiânia II	140,3	dez/23
Gás Natural	Porsud II	78,3	dez/25
Gás Natural	Três Lagoas	350,0	dez/23
Diesel	Xavantes	53,7	dez/23
Gás Natural	Cubatão	216,0	dez/24
Gás Natural	Termorio	989,2	dez/24
Óleo Combustível	Viana	174,6	dez/24
GNL	Linhares	204,0	dez/25
Gás Natural	Termomacaé	928,7	dez/25
Gás de Processo	Do Atlântico	490,0	dez/25
Gás Natural	Karkey 013	258,6	dez/25
Gás Natural	Karkey 019	115,9	dez/25
Gás Natural	Linhares PCS	36,0	dez/25
Diesel	Palmeiras GO	175,6	dez/25
Gás Natural	Paulínia Verde	16,0	dez/25
Gás Natural	Porsud I	115,9	dez/25
Gás Natural	Povoação 1	75,0	dez/25
Gás Natural	Viana 1	37,5	dez/25
TOTAL		6.791,00	

NORDESTE			
COMBUSTÍVEL	USINA	POTÊNCIA (MW)	FIM CONTRATOS
Biomassa	Sykué I	30,0	dez/21
Óleo Combustível	Apoena (antiga Camaçari Muricy)	147,2	dez/23
Diesel	Pau Ferro I	94,1	dez/23
Óleo Combustível	Petrolina	136,2	dez/23
Diesel	Potiguar	53,1	dez/23
Diesel	Potiguar III	66,4	dez/23
Gás Natural	Termo Ceará	223,0	dez/23
Diesel	Termomanaus	143,0	dez/23
Óleo Combustível	Guarani (antiga Arembepe)	150,0	dez/23
Óleo Combustível	Campina Grande	169,1	dez/24
Óleo Combustível	Global I	148,8	dez/24
Óleo Combustível	Global II	148,8	dez/24
Óleo Combustível	Maracanaú I	168,0	dez/24
Óleo Combustível	Termocabo	49,7	dez/24
Óleo Combustível	Termonordeste	170,9	dez/24
Óleo Combustível	Termoparaíba	170,9	dez/24
Óleo Combustível	Curumim (antiga Bahia I)	31,0	dez/25
TOTAL		2.100,20	

SUL			
COMBUSTÍVEL	USINA	POTÊNCIA (MW)	FIM CONTRATOS
Gás Natural	Araucária	484,2	dez/21
Gás Natural	Uruguaiana	639,9	dez/21
Biomassa	Cisframa	4	dez/23
Carvão	Candiota III	350	dez/24
Gás Natural	B. Bonita I	10,3	dez/25
TOTAL		1.488,40	

NORTE			
COMBUSTÍVEL	USINA	POTÊNCIA (MW)	FIM CONTRATOS
Óleo Combustível	Nova Olinda (antiga Geramar II)	165,9	dez/24
Óleo Combustível	Tocantinópolis (Geramar I)	165,9	dez/24
TOTAL		331,80	

	Operação comercial suspensa
	Vencedor 1º LRCAP (início suprimento jul/2026)
	Continuidade da operação com nova outorga

Figura 1. Usinas termelétricas com despacho centralizado e contratos vencidos ou vencidos até 2025.

3.48. Sobre a possibilidade do uso de outros recursos que não os termelétricos, vale primeiramente mencionar que a flexibilidade sistêmica requerida para fazer frente ao atendimento de potência está diretamente associada ao uso dos recursos pelo Operador Nacional e, portanto, à sua controlabilidade em prol da estabilidade da rede elétrica. Assim, no horizonte de necessidade, conforme problema regulatório identificado, as usinas hidráulicas, que desempenham importante papel para atendimento à ponta de carga sistêmica, já estão sendo otimizadas para este fim, observadas as demais restrições, dentre as quais hidráulicas e ambientais, associadas à sua operação.

3.49. Portanto, sob a ótica do curtíssimo prazo e conjuntural, incrementar a disponibilidade de recursos flexíveis por meio de empreendimentos termelétricos

existentes pode proporcionar benefícios significativos, destacadamente quanto à maximização do uso dos ativos já instalados em benefício das necessidades sistêmicas, a menores custos. Em vez de se investir em novos empreendimentos, que podem exigir altos custos e tempo de implementação, a otimização das instalações existentes pode representar uma alternativa econômica e rápida, desde que as demais condições de contorno sejam suficientes para tornar essa alternativa viável.

3.50. Por fim, vale mencionar que as três alternativas ora listadas não inviabilizam a adoção de outras iniciativas, não excludentes, como o maior uso da importação interruptível, bem como desenhos que permitam maior atratividade dos mecanismos de resposta da demanda. Neste caso, busca-se incentivar grandes consumidores a adaptarem seus padrões de uso de energia, especialmente em períodos de pico, através de recompensas financeiras, cabendo destaque para a recente aprovação pela ANEEL de sandbox regulatório de resposta da demanda relacionado ao produto de disponibilidade.

Atores ou Grupos Afetados

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

Alternativa 1:

- **Geradores termelétricos:** podem ofertar produtos de potência, a depender da disponibilidade, necessidade sistêmica identificada, requisitos e demais diretrizes do Poder Concedente, para contratação centralizada via leilão. Potencialmente, somente empreendimentos existentes (contratados parcialmente ou sem contratos) são capazes de cumprir o prazo de suprimento necessário (curtíssimo prazo) e fornecer novos recursos/produtos. Discussão semelhante, com exceção do início e período de entrega, à avaliação em curso no âmbito da Consulta Pública MME nº 60/2024. Os geradores são remunerados pela disponibilidade e, portanto, independentemente do efetivo uso do recurso para atendimento de ponta, durante todo o período estabelecido no contrato. Além disso, devem cumprir os despachos, conforme operação do ONS e condições contratuais estabelecidas.
- **Geradores hidrelétricos:** podem ofertar produtos de potência, conforme disponibilidade, necessidade sistêmica identificada, requisitos e demais diretrizes do Poder Concedente, para contratação centralizada via leilão. Potencialmente, impossibilidade de participação de fontes/tecnologias distinta das termelétricas, em função das características técnicas associadas aos novos recursos flexíveis requeridos, disponibilidade atual de recursos e necessidade de suprimento no curtíssimo prazo. Discussão semelhante, com exceção do início e período de entrega, à avaliação em curso no âmbito da Consulta Pública MME nº 60/2024. Os geradores hidrelétricos podem ser impactados negativamente com a proposta, com redução da geração para atendimento de potência em períodos de PLD mais elevados, bem como com eventual impossibilidade de participação dada a necessidade de solução de curtíssimo prazo.
- **Demais geradores:** podem ofertar produtos de potência, a depender da disponibilidade, necessidade sistêmica identificada, requisitos e demais diretrizes do Poder Concedente, para contratação

centralizada via leilão. Potencialmente, impossibilidade de participação de fontes/tecnologias distinta das termelétricas, em função das características técnicas associadas aos novos recursos flexíveis requeridos, disponibilidade atual de recursos e necessidade de suprimento no curtíssimo prazo. Discussão semelhante, com exceção do início e período de entrega, à avaliação em curso no âmbito da Consulta Pública MME nº 60/2024. Os demais geradores podem ser impactados negativamente com a eventual impossibilidade de participação dada a necessidade de solução de curtíssimo prazo.

- **Consumidores regulados:** passam a assumir novos custos associados à contratação. Conforme definido na Lei nº 14.120/2021, o Encargo de Potência para Reserva de Capacidade (ERCAP), pago por todos os consumidores finais de energia elétrica, tem como objetivo cobrir os custos de geração dos empreendimentos contratados nos Leilões de Reserva de Capacidade. Os custos são conhecidos e pagos durante período estabelecido no contrato, independentemente do efetivo uso do recurso para atendimento de ponta (pagamento pela disponibilidade). Somam-se, ainda, os custos de despacho quando o recurso gerado for necessário. Serão beneficiados com a robustez sistêmica para garantia do atendimento da demanda de energia elétrica no país.
- **Consumidores livres:** passam a assumir novos custos associados à contratação. Os custos são conhecidos e pagos durante período estabelecido no contrato, independentemente do efetivo uso do recurso para atendimento de ponta (pagamento pela disponibilidade). Somam-se, ainda, os custos de despacho quando o recurso gerado for necessário. Serão beneficiados com a robustez sistêmica para garantia do atendimento da demanda de energia elétrica no país.
- **Comercializadores:** os agentes comercializadores de energia elétrica não são impactados pela proposta de maneira distinta à dinâmica setorial existente.

Alternativa 2:

- **Geradores termelétricos:** podem ter acionamento preterido (menor geração), destacadamente em períodos de PLD elevado, diante da importação de recursos firmes de país vizinho.
- **Geradores hidrelétricos:** podem ter acionamento preterido (menor geração), destacadamente em períodos de PLD elevado, diante da importação de recursos firmes de país vizinho. Podem fazer jus ao pagamento de deslocamento hidrelétrico, conforme disposições da Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, e avaliação regulatória a depender do modelo adotado para viabilização da proposta.
- **Demais geradores:** potencialmente, não são afetados pela proposta, uma vez se tratar de importação firme para atendimento de potência.
- **Consumidores regulados:** passam a assumir novos custos associados à contratação. Os custos são conhecidos e pagos durante período estabelecido, conforme condições do contrato/instrumento específico (inovação setorial). Serão beneficiados com a robustez sistêmica para garantia do atendimento

da demanda de energia elétrica no país.

- **Consumidores livres:** passam a assumir novos custos associados à contratação. Os custos são conhecidos e pagos durante período estabelecido, conforme condições do contrato/instrumento específico (inovação setorial). Serão beneficiados com a robustez sistêmica para garantia do atendimento da demanda de energia elétrica no país.
- **Comercializadores:** os agentes comercializadores podem ter papel central na viabilização da proposta, com novas oportunidades de negócio, a depender do desenho adotado. Todavia, a efetivação da alternativa depende de disponibilidade de recursos nos países vizinhos.

Alternativa 3:

- **Geradores termelétricos:** empreendimentos existentes, observadas as demais condições de contorno estabelecidas, podem ofertar produtos de potência, com remuneração percebida somente mediante efetiva entrega do produto. Assim, há a ampliação das possibilidades para atuação desses agentes no cenário conjuntural, inclusive relacionados às usinas Merchant, que não possuem obrigações contratuais. A operação em condição diferenciada deve permitir receitas adicionais compatíveis com as requeridas para viabilizar economicamente ofertas flexíveis atualmente não disponibilizadas ao SIN.
- **Geradores hidrelétricos:** podem ter acionamento preterido (menor geração), destacadamente em períodos de PLD elevado, diante do acionamento de novos recursos termelétricos disponibilizados ao SIN.
- **Demais geradores:** potencialmente, não são afetados pela proposta, uma vez se tratar de importação firme para atendimento de potência.
- **Consumidores regulados:** passam a assumir novos custos, desde que os recursos flexíveis sejam efetivamente utilizados. Além disso, podem perceber redução de pagamentos relacionados à receita fixa de contratos termelétricos vinculados somente ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR), a depender do desenho adotado, compartilhando custos com os consumidores livres. Serão beneficiados com a robustez sistêmica para garantia do atendimento da demanda de energia elétrica no país.
- **Consumidores livres:** passam a assumir novos custos, desde que os recursos flexíveis sejam efetivamente utilizados. Serão beneficiados com a robustez sistêmica para garantia do atendimento da demanda de energia elétrica no país.
- **Comercializadoras:** os agentes comercializadores de energia elétrica não são impactados pela proposta de maneira distinta à dinâmica setorial existente.

Comparação das Alternativas e Impactos Associados

3.52. As alternativas de enfrentamento do problema regulatório foram avaliadas segundo análise multicritério, com base nos critérios apresentados na

Figura 2. Cada dimensão dos critérios avaliados foi considerada de forma igual.

3.53. Vale destacar que a "viabilidade operacional" está associada à capacidade de que as alternativas produzam efeitos de maneira eficaz e eficiente dentro do contexto no qual o problema regulatório insere-se. Já a "alocação de custos" foi discriminada como um critério, a ser observado sob diferentes óticas, a depender dos atores afetados, uma vez que a modicidade tarifária é importante pilar que guia as ações do Ministério de Minas e Energia, juntamente com a garantia da segurança e da continuidade do fornecimento de energia elétrica no Brasil. Menciona-se também que diversos outros princípios da administração pública brasileira também foram considerados indiretamente nessa análise, dentre os quais a transparência, a coerência, a simplicidade e a previsibilidade.



Figura 2. Esquemático da avaliação multicritério das alternativas.

3.54. Para detalhamento da análise, a abordagem sobre "viabilidade operacional" foi desdobrada em três recortes de critérios, sendo eles: "prazo de suprimento", "arcabouço jurídico-normativo" e "competitividade". Já a "alocação de custos" foi avaliada em recortes de critérios envolvendo os principais segmentos do setor elétrico brasileiro potencialmente afetados pelas alternativas propostas: geradores termelétricos, demais geradores, consumidores regulados e consumidores livres. Nessa abordagem, não somente a ótica de custos está abrangida, mas também questões sobre riscos envolvidos na implementação de cada alternativa em relação aos segmentos do setor elétrico, priorizando o respeito a contratos, a isonomia e a coerência.

3.55. As alternativas de enfrentamento do problema regulatório foram comparadas, duas a duas, considerando os diferentes critérios de avaliação e tomando por base as seguintes métricas qualitativas:

- É absolutamente melhor do que;
- É moderadamente melhor do que;
- É equivalente a;
- É moderadamente pior que; e
- É absolutamente pior que.

3.56. A seguir, são apresentados, sinteticamente, os principais elementos considerados na análise das alternativas para cada critério de avaliação.

3.57. Como mencionado anteriormente, as perguntas relacionadas à abordagem "viabilidade operacional" estão associadas à capacidade de que as

alternativas produzam efeitos com melhor desempenho, em termos de eficácia, eficiência e efetividade. Assim, o critério "prazo de suprimento" endereça a necessidade de que as alternativas possam observar a temporalidade do problema regulatório ora avaliado, ou seja, a disponibilização de recursos adicionais de potência para uso no curtíssimo prazo, ainda em 2024 e em 2025. A Figura 3 sintetiza a avaliação qualitativa realizada considerando as diferentes alternativas elencadas.

Abordagem: Viabilidade Operacional						
Pergunta 1. Qual a melhor alternativa regulatória, considerando a abordagem de viabilidade operacional, no critério "prazo de suprimento"?						
	é absolutamente melhor do que	é moderadamente melhor do que	é equivalente a	é moderadamente pior do que	é absolutamente pior do que	
Contratação de novos recursos						Importação firme de país vizinho
Incremento da disponibilidade via termelétricas existentes						Contratação de novos recursos
Incremento da disponibilidade via termelétricas existentes						Importação firme de país vizinho

Figura 3. Avaliação da abordagem viabilidade operacional, critério "prazo de suprimento".

3.58. Em relação ao "prazo de suprimento", é interessante mencionar, primeiramente, os desafios associados a cada uma das alternativas sob esta ótica. Na alternativa 1 (contratação de novos recursos), eventual contratação centralizada deveria observar primeiramente o rito administrativo e processual relacionado à delimitação do escopo da contratação e condições contratuais a serem estabelecidas, bem como a viabilização expedita do certame em si e demais etapas até a efetiva celebração dos contratos, para que então haja o respectivo suprimento do recurso de potência conforme necessidade sistêmica.

3.59. Sobre a alternativa 2 (importação firme de país vizinho), cabe mencionar aspectos que podem impactar a temporalidade da solução: inexistência de desenhos já estabelecidos com países vizinhos que possam contribuir com o imediato estabelecimento de compromissos firmes e *timing* para a construção desses diálogos e para o estabelecimento de diretrizes internas para que os compromissos sejam efetivos conforme se pretende. Além disso, a viabilidade operacional da alternativa depende de disponibilidade de recursos nos países vizinhos, o que é incerto nesse momento, inclusive considerando, por exemplo, as recentes interações com a Argentina realizadas pelo MME.

3.60. Já sobre a alternativa 3, por se tratar de solução com foco em empreendimentos já existentes e majoritariamente disponíveis à operação, é vislumbrada uma operacionalização célere, o que é corroborado por manifestações de agentes já realizadas ao MME e a outros atores setoriais.

3.61. Dessa maneira, a Figura 3 evidencia que, conforme avaliação qualitativa realizada, a alternativa 1 (contratação de novos recursos) é moderadamente melhor do que a alternativa 2 (importação firme de país vizinho). Já a alternativa 3 (incremento da disponibilidade via termelétricas disponíveis) é absolutamente melhor do que as demais.

Abordagem: Viabilidade Operacional						
Pergunta 2. Qual a melhor alternativa regulatória, considerando a abordagem de viabilidade operacional, no critério "arcabouço jurídico-normativo"?						
	é absolutamente melhor do que	é moderadamente melhor do que	é equivalente a	é moderadamente pior do que	é absolutamente pior do que	
Contratação de novos recursos						Importação firme de país vizinho
Incremento da disponibilidade via termelétricas existentes						Contratação de novos recursos
Incremento da disponibilidade via termelétricas existentes						Importação firme de país vizinho

Figura 4. Avaliação da abordagem viabilidade operacional, critério "jurídico-normativo".

3.62. A Figura 4, por sua vez, ilustra a avaliação da abordagem viabilidade operacional, critério "jurídico-normativo". Sobre o tema, destaca-se que a alternativa 1 abrange solução ordinária adotada setorialmente para a disponibilização de recursos que sejam necessários a garantia do suprimento eletroenergético nacional: contratações centralizadas conforme diretrizes do MME. Ainda assim, considerando a tempestividade da necessidade dos recursos, o desenho do procedimento ordinário não é entendido com adequado à situação atual, ensejando no eventual redesenho para possibilitar essa contratação.

3.63. Sobre as alternativas 2 e 3, também seriam necessárias inovações no arcabouço jurídico-normativo, com a diferença de que, relativo aos intercâmbios internacionais, é necessária a construção conjunta e harmoniosa com países vizinhos, observados os interesses nacionais. Já sobre a alternativa 3, vale mencionar a importância da preservação dos compromissos contratuais e estabelecimento de condições de contorno adequadas, dotando de segurança jurídica a respectiva viabilização pretendida.

3.64. Dessa maneira, a alternativa 1 foi entendida como moderadamente melhor do que a alternativa 2, enquanto a alternativa 3 foi considerada absolutamente melhor do que as demais.

Abordagem: Viabilidade Operacional						
Pergunta 3. Qual a melhor alternativa regulatória, considerando a abordagem de viabilidade operacional, no critério "competitividade"?						
	é absolutamente melhor do que	é moderadamente melhor do que	é equivalente a	é moderadamente pior do que	é absolutamente pior do que	
Contratação de novos recursos	X					Importação firme de país vizinho
Incremento da disponibilidade via termelétricas existentes				X		Contratação de novos recursos
Incremento da disponibilidade via termelétricas existentes	X					Importação firme de país vizinho

Figura 5. Avaliação da abordagem viabilidade operacional, critério "competitividade".

3.65. A Figura 5 apresenta a avaliação qualitativa da abordagem viabilidade operacional, critério "competitividade". Sobre o tema, destaca-se que a contratação de novos recursos via certames centralizados é, via de regra, a alternativa que melhor contribuiria com a competitividade, possibilitando, de maneira mais ampla, a competição entre empreendimentos e soluções distintas.

3.66. Sobre a alternativa 2, vale mencionar que, inicialmente, sua operacionalização estaria restrita aos intercâmbios entre Brasil com a Argentina e o Uruguai, em função das instalações de transmissão existentes e o objetivo de atendimento de potência no SIN. Assim, a competitividade estaria restrita a alternativas de contratação restrita aos dois países (Argentina e Uruguai), a ser realizada potencialmente de maneira centralizada pela contraparte, a exemplo das tratativas existentes das modalidades interruptíveis, e ainda condicionado aos interesses nacionais para viabilização da alternativa. Além disso, haveria limitação física nos intercâmbios devido às instalações de transmissão (conversoras de frequência, por exemplo).

3.67. A alternativa 3, por sua vez, limita, de antemão, o escopo para usinas termelétricas, entendendo que são estes os recursos possíveis de terem a disponibilidade incrementada no curtíssimo prazo para o atendimento de potência. Dentre o universo termelétrico, as demais restrições estariam relacionadas aos requisitos operativos necessários (despachabilidade, flexibilidade operativa, etc), bem como ao cumprimento de compromissos setoriais já estabelecidos, não se relacionando a outros interesses contrários à pretendida competitividade da

alternativa. Ainda assim, considerando que o despacho dos recursos seria de forma competitiva, entende-se adequada essa alternativa em relação ao critério em tela.

Abordagem: Alocação de custos						
Pergunta 4. Qual a melhor alternativa regulatória, considerando a abordagem da alocação de custos, no critério "Geradores Termelétricos"?						
	é absolutamente melhor do que	é moderadamente melhor do que	é equivalente a	é moderadamente pior do que	é absolutamente pior do que	
Contratação de novos recursos						Importação firme de país vizinho
Incremento da disponibilidade via termelétricas existentes						Contratação de novos recursos
Incremento da disponibilidade via termelétricas existentes						Importação firme de país vizinho

Figura 6. Avaliação da abordagem de alocação de custos, critério "geradores termelétricos".

3.68. Por sua vez, passando para a avaliação da "alocação de custos" sob a ótica dos geradores termelétricos, conforme Figura 6, cabe destacar que, tanto a contratação de novos recursos (alternativa 1), quanto o incremento da disponibilidade via termelétricas existentes (alternativa 3), ampliaria o leque para sua oferta de geração no sistema elétrico brasileiro, com o diferencial de que o recebimento de receita fixa (alternativa 1) pode ser entendido como mais atrativo aos agentes. Assim, optando-se pela contratação, haveria a remuneração pela disponibilidade, independentemente do efetivo acionamento da usina, diferentemente do proposto via ação incremental (conjuntural). Já mediante a importação firme, os empreendimentos termelétricos poderiam ter acionamento preterido (menor geração), destacadamente em períodos de PLD elevado, imputando uma percepção negativa aos agentes sobre essa possibilidade.

Abordagem: Alocação de custos						
Pergunta 5. Qual a melhor alternativa regulatória, considerando a abordagem de alocação de custos, no critério "Demais Geradores"?						
	é absolutamente melhor do que	é moderadamente melhor do que	é equivalente a	é moderadamente pior do que	é absolutamente pior do que	
Contratação de novos recursos						Importação firme de país vizinho
Incremento da disponibilidade via termelétricas existentes						Contratação de novos recursos
Incremento da disponibilidade via termelétricas existentes						Importação firme de país vizinho

Figura 7. Avaliação da abordagem de alocação de custos, critério "demais geradores".

3.69. Por sua vez, considerando a ótica dos demais geradores referente à abordagem "alocação de custos", considerou-se que as três alternativas seriam equivalentes. Tal avaliação reflete a percepção de que, essencialmente, para enfrentamento do problema regulatório identificado e considerando sua temporalidade (curtíssimo prazo), as soluções via usinas termelétricas teriam maior prevalência, trazendo para os demais uma percepção de neutralidade, conforme ilustrado na Figura 7.

Abordagem: Alocação de custos						
Pergunta 6. Qual a melhor alternativa regulatória, considerando a abordagem da alocação de custos, no critério "Consumidores Regulados"?						
	é absolutamente melhor do que	é moderadamente melhor do que	é equivalente a	é moderadamente pior do que	é absolutamente pior do que	
Contratação de novos recursos						Importação firme de país vizinho
Incremento da disponibilidade via termelétricas existentes						Contratação de novos recursos
Incremento da disponibilidade via termelétricas existentes						Importação firme de país vizinho

Figura 8. Avaliação da abordagem de alocação de custos, critério "consumidores

regulados".

3.70. Em relação à abordagem "alocação de custos" para os consumidores regulados (Figura 8), o não pagamento de uma receita fixa associada a eventual contratação ou importação firme é considerada benéfica, uma vez se tratar de alternativa para endereçar tão somente o curtíssimo prazo, em que pese a alternativa com pagamento de receita fixa representar maior firmeza na oferta. Assim, a remuneração apenas no momento do efetivo uso do recurso alinha-se à pretendida modicidade tarifária, considerando também que as necessidades estruturais são endereçadas conforme indicações do planejamento setorial. Assim, a alternativa 3 foi classificada como absolutamente melhor do que as demais, enquanto as alternativas 1 e 2 foram consideradas equivalentes. Vale mencionar que, ainda que a contratação de novos recursos possa contribuir com uma maior competitividade em comparação à importação, conforme avaliado anteriormente, os preços de contratos eventualmente negociados com países vizinhos podem ser mais competitivos em comparação aos nacionais, a depender dos cenários de oferta e demanda externos. Assim, tal aspecto também corrobora a classificação realizada de equivalência entre as alternativas 1 e 2.

Abordagem: Alocação de custos						
Pergunta 7. Qual a melhor alternativa regulatória, considerando a abordagem da alocação de custos, no critério "Consumidores Livres"?						
	é absolutamente melhor do que	é moderadamente melhor do que	é equivalente a	é moderadamente pior do que	é absolutamente pior do que	
Contratação de novos recursos			X			Importação firme de país vizinho
Incremento da disponibilidade via termelétricas existentes	X					Contratação de novos recursos
Incremento da disponibilidade via termelétricas existentes	X					Importação firme de país vizinho

Figura 9. Avaliação da abordagem de alocação de custos, critério "consumidores livres".

3.71. Por fim, a Figura 9 ilustra a avaliação da abordagem "alocação de custos" para os consumidores livres, espelhando essencialmente as mesmas percepções já ponderadas e relativas aos consumidores regulados. Adicionalmente, é importante registrar que, a depender do desenho realizado, os consumidores livres podem ter a percepção de aumento de custos majorados para a alternativa de incremento da disponibilidade via termelétricas existentes, sob o argumento de que tais termelétricas, quando contratadas, já possuem o acionamento ordinariamente endereçado via contratos regulados. Entretanto, vale destacar que o problema regulatório ora identificado se refere ao atendimento de potência, e, conforme já pacificado nas diretrizes e ações setoriais, tal recurso deve ter os custos compartilhados entre todos os consumidores de energia elétrica do país, livre e regulados.

3.72. As Figuras 10 a 16, apresentadas a seguir, ilustram graficamente os resultados das análises multicritério para cada uma das abordagens e critérios mapeados.

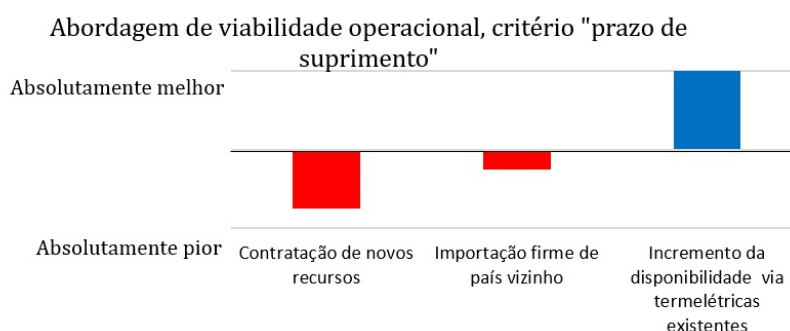


Figura 10. Avaliação da abordagem viabilidade operacional, critério "prazo de suprimento".

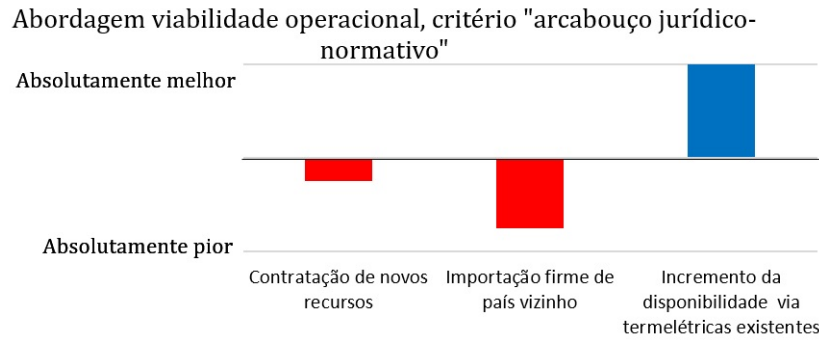


Figura 11. Avaliação da abordagem viabilidade operacional, critério "jurídico-normativo".



Figura 12. Avaliação da abordagem viabilidade operacional, critério "competitividade".

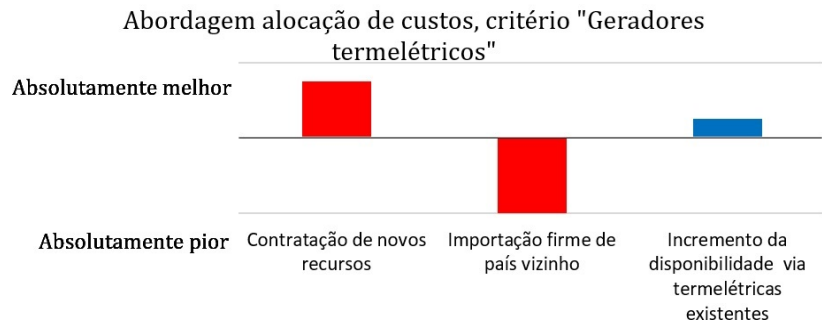


Figura 13. Avaliação da abordagem de alocação de custos, critério "geradores termelétricos".

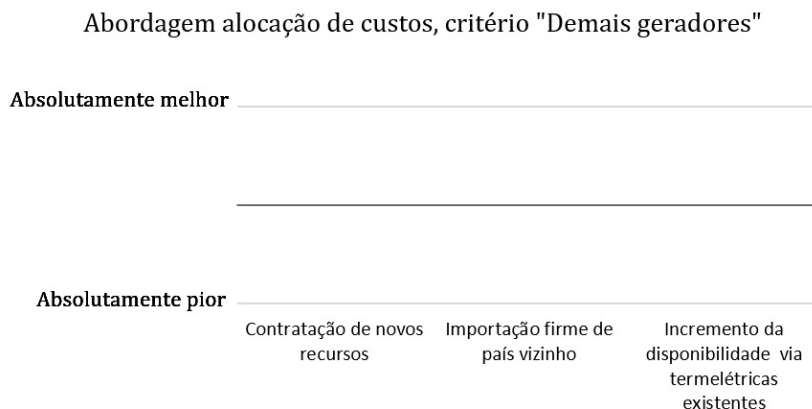


Figura 14. Avaliação da abordagem de alocação de custos, critério "demais geradores".

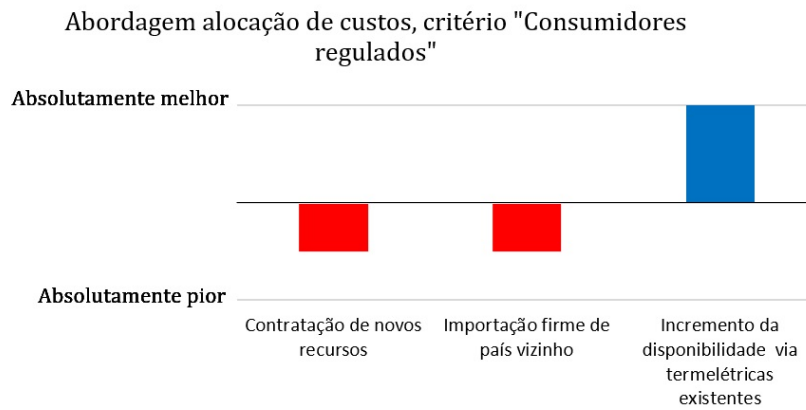


Figura 15. Avaliação da abordagem de alocação de custos, critério "consumidores regulados".

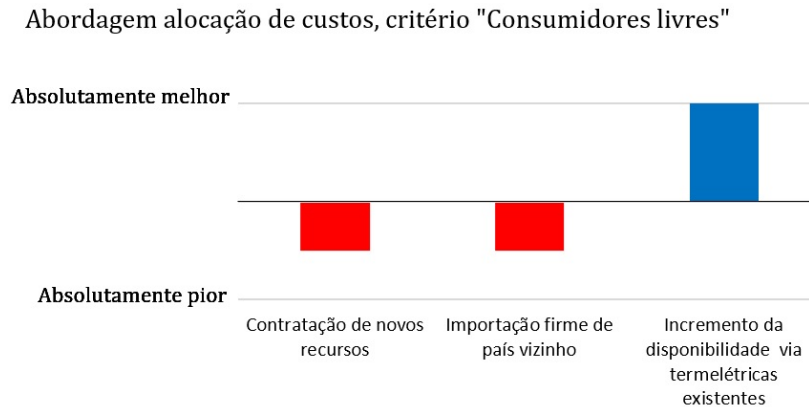


Figura 16. Avaliação da abordagem de alocação de custos, critério "consumidores livres".

3.73. Por sua vez, a Figura 17 apresenta a avaliação global da análise multicritério das alternativas regulatórias.

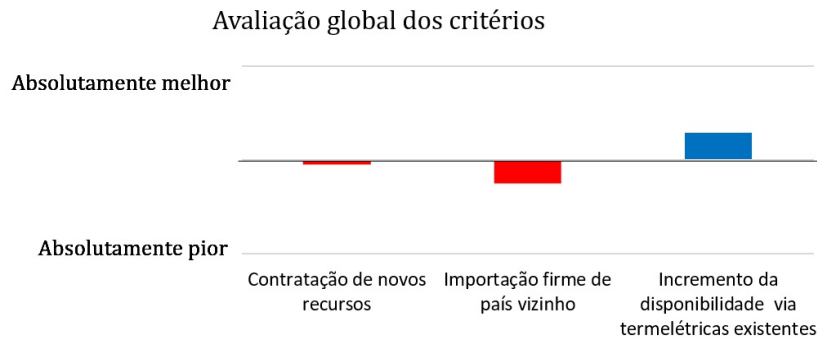


Figura 17. Avaliação global da análise multicritério das alternativas regulatórias.

3.74. Conforme pode ser observado, com a consideração dos critérios avaliados, há a indicação de preferência pela alternativa 3. Não obstante, acrescenta-se à análise a avaliação global sob a ótica dos consumidores (livres e regulados), apresentada na Figura 18, uma vez que a alocação de custos e riscos entre agentes setoriais é percebida de diferentes maneiras e o problema regulatório ora avaliado essencialmente se relaciona à garantia da segurança e do fornecimento de energia elétrica aos consumidores do país.

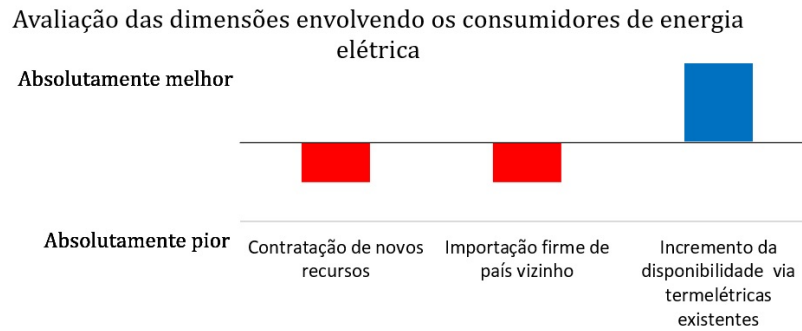


Figura 18. Avaliação global da análise multicritério das alternativas regulatórias sob a ótica dos consumidores.

3.75. Assim, conforme avaliações e critérios considerados, tem-se o seguinte ranking das melhores alternativas para enfrentamento do problema regulatório aqui em análise:

1. Incremento da disponibilidade de recursos flexíveis via empreendimentos termelétricos existentes;
2. Contratação de novos recursos para atendimento de potência no curtíssimo prazo;
3. Importação firme de energia elétrica de país vizinho para atendimento de potência.

Detalhamento da proposta

3.76. A seguir, será apresentado o detalhamento da proposta, considerando que a alternativa 3 foi considerada mais adequada, sob a ótica desta Análise de Impacto Regulatório, comparativamente às demais. Em relação às premissas gerais, vale destacar, primeiramente, que a opção proposta como meio para viabilizar o aumento da disponibilidade de recursos termelétricos para atendimento de potência foi fomentar, por meio de ofertas de preço, produtos de potência que enderecem as necessidades sistêmicas conjunturais no curtíssimo prazo.

3.77. A estratégia de ofertas de preço foi entendida como mais adequada comparativamente à consideração de custos diferenciados essencialmente pela simplicidade de sua viabilização. Vale registrar que, no Brasil, o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é o preço referencial adotado para se remunerar, no Mercado de Curto Prazo (MCP), as diferenças físicas e contratuais relacionadas à energia elétrica gerada e consumida no país. O PLD é calculado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) diariamente para cada hora do dia seguinte, considerando a aplicação dos limites máximos (horário e estrutural) e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada submercado. Este cálculo é realizado por modelos computacionais (Newave, Decomp e Dessem) e tem como base o Custo Marginal de Operação (CMO). O CMO, por sua vez, reflete o cenário de geração a ser considerado para o atendimento da carga, observadas uma pluralidade de variáveis, de forma a estabelecer a solução ótima que considere o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento.

3.78. Para o acionamento das usinas termelétricas submetidas à modalidade de despacho centralizado, como saída da otimização realizada pelos modelos computacionais, uma variável importante a ser considerada se refere ao respectivo Custo Variável Unitário (CVU), que representa o custo variável da operação por unidade de energia gerada.

3.79. No modelo brasileiro, o cálculo do CVU reflete as condições contratuais e as diretrizes estabelecidas pela ANEEL sobre o tema, cabendo à Agência, para o caso de usinas sem contratos, a determinação dos CVUs a depender da análise de

dados diversos informados pelos agentes termelétricos. Assim, a adoção da ótica de custos, ou CVUs diferenciados, estaria estritamente vinculada à atividade regulatória, com lacuna referencial quanto às distintas condições a serem apresentadas pelos agentes para uma maior flexibilidade operativa, e respectiva avaliação, o que poderia impactar a dinâmica essencialmente conjuntural pretendida.

3.80. Portanto, a adoção de ofertas de preços visou privilegiar aspectos que podem contribuir com a efetividade da proposta e a produção de efeitos ainda em 2024, conforme problema regulatório a ser endereçado. Além disso, vale mencionar o estímulo à competitividade e à inovação em um desenho que, essencialmente, endereça uma necessidade de potência advinda das mudanças percebidas, com maior dinamismo, na matriz de energia elétrica e no sistema elétrico brasileiro no passado recente.

Artigo 1º: Escopo da Portaria

3.81. Este artigo estabelece diretrizes para a operação de usinas termelétricas com condições diferenciadas, visando atender à demanda de potência no Sistema Interligado Nacional (SIN). A operação diferenciada busca oferecer recursos adicionais ao ONS, contribuindo para a segurança do suprimento de energia, ao mesmo tempo em que minimiza custos. O dispositivo evidencia, em seus parágrafos, diretrizes como:

- Contribuição à segurança sistêmica, observados os custos totais da operação.
- Escopo limitado às usinas termelétricas que estão em operação comercial, despachadas pelo ONS e disponíveis à operação, exceto aquelas já com suprimento vigente relacionado a contratos de reserva de capacidade.
- Possibilidade de participação de usinas Merchant, previamente disponíveis à operação ou não.

Artigo 2º: Definição da "condição diferenciada"

3.82. Este artigo define o que é a "condição diferenciada", premissa fundamental para aplicação das disposições da Portaria. Essa condição se refere a operações que não seguem os parâmetros técnicos habituais declarados pelos agentes nos processos de otimização energética e formação de preço, sendo detalhado, no parágrafo único, qual a flexibilidade que se pretende viabilizar.

Artigo 3º: Condições para a oferta

3.83. Este artigo faculta aos agentes termelétricos que cumpram suas obrigações setoriais, observadas as demais condições da Portaria, apresentarem ofertas de preços e produtos de potência ao ONS. Em seus parágrafos, são apresentadas condições de contorno como:

- ONS decidirá quais produtos de potência devem ser considerados nas ofertas, a depender da necessidade do SIN.
- Os preços das ofertas serão fixos e terão prazo de validade mínima, não podendo ser majorados durante o período estabelecido.
- As ofertas devem especificar parcela relacionada aos custos do combustível, que será atualizada mensalmente pela CCEE.
- As ofertas não isentam os agentes da necessidade de manter a disponibilidade da usina para atendimento do SIN.
- As ofertas devem respeitar os parâmetros de flexibilidade definidos no artigo 2º. Gerações distintas serão tituladas como inflexibilidade dos agentes.

3.84. Em relação ao estabelecimento de preço fixo para as ofertas durante período determinado, menciona-se o objetivo de que essa condição de contorno contribua para que situações conjunturais não potencializem ofertas com preços desproporcionalmente elevados. Além disso, a atualização mensal de parcela indexada associada a custo de combustível contribuirá com a viabilidade de que o preço ofertado possa ser honrado, sob a ótica do gerador, ao longo do tempo.

Artigo 4º: Aceite e programação das ofertas

3.85. Este artigo estabelece que o ONS é o responsável pelo aceite e programação das ofertas de forma competitiva, levando em conta a minimização de custos. Além disso, determina que:

- A programação da oferta seja feita após o processamento do modelo Dessem, sem impactos na formação do PLD.
- Proíbe a substituição (*constrained-off*) de recursos acionados por ordem de mérito pelos modelos computacionais por ofertas de flexibilidade, nas disposições da Portaria.

3.86. Relativo à desconsideração dos recursos de flexibilidade para fins de formação no PLD, menciona-se que tal decisão foi fundamentada na ausência de avaliação detalhada, até então, das respostas do modelo Dessem com o uso de funcionalidade que permite a declaração concomitante de dois valores ou custos referenciais para o acionamento de uma mesma usina termelétrica. Dessa maneira, entendendo a relevância do tema, foi acordado com a CCEE e com o ONS, instituições que coordenam o Comitê Técnico PMO/PLD, que esta avaliação deverá ser realizada no horizonte próximo, inclusive considerando os potenciais efeitos da Portaria ora proposta, caso publicada.

Artigo 5º: compatibilidade entre geração realizada e oferta despachada

3.87. Este artigo estabelece que o ONS e a CCEE avaliarão se a geração realizada está compatível com a oferta despachada, considerando as características do produto de potência. Essa avaliação será fundamental para a respectiva e adequada remuneração do agente termelétrico.

Artigo 6º: Remuneração da energia gerada

3.88. Este artigo estabelece que a energia gerada conforme disposições da Portaria será liquidada no MCP, considerando os preços ofertados e o PLD:

- Apenas a geração que atende à oferta será valorada ao preço da oferta.
- Se o preço da oferta for superior ao PLD, a diferença será paga como Encargo de Serviço de Sistema (ESS).
- Se o preço da oferta for inferior, o excedente financeiro será contabilizado em benefício da conta de ESS.
- Excepcionalmente, os agentes termoelétricos não estarão sujeitos a rateio de inadimplência no MCP no que couber referente à operacionalização da Portaria, visto que tal mecanismo envolve recursos financeiros necessários para a operacionalização adequada do ato aqui proposto.

Artigo 7º: Penalidades

3.89. Este artigo estabelece que os desvios na geração realizada em relação às ofertas serão passíveis de penalidades, a serem definidas em procedimentos e regras específicas. Especificamente quanto às falhas no suprimento de combustível e à apuração de taxas de indisponibilidade, são trazidas exceções para as usinas

termelétricas Merchant, pois a Resolução do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE nº 18, de 8 de junho de 2017, trata de um horizonte de médio e longo prazo. Nesse ponto cabe extrair o seguinte excerto da Nota Técnica nº 8/2018/CGCE/DGSE/SEE (SEI nº 0204675), que fundamenta tal exclusão para as Merchant:

"4.38. De forma adicional, ressaltamos a Resolução do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE nº 18, de 8/6/2017, que estabeleceu as diretrizes para a definição da penalidade por falha no suprimento de combustível, dentre outros, orientou considerar o parque hidrotérmico existente e planejado em um horizonte de médio e longo prazo, considerando a segurança energética e a modicidade tarifária. Observe-se que essa resolução foi base para alteração da Resolução Normativa ANEEL nº 583, de 2013, realizada pela Resolução Normativa ANEEL nº 827, de 21 de agosto de 2018.

4.39. Observe-se também que a Resolução CNPE nº 18/2017 trata de um horizonte de médio e longo prazo.

4.40. Como as usinas aqui tratadas serão operadas em um horizonte de curto prazo, não cabe a aplicação dessa resolução para penalidades envolvendo falha no suprimento de combustível, situação essa reconhecida pela agência reguladora em resposta a questionamento da UTE Uruguaiana, conforme Ofício ANEEL nº 104/2018-SRG/ANEEL, de 31 de agosto de 2018.

4.41. Assim, para firmar contratos de combustível de curto prazo e atender, na prática, o despacho do ONS, as usinas aqui tratadas necessitam, também de forma excepcional, do mesmo reconhecimento acima referido, uma vez que a Resolução CNPE 18/2017 elencou apenas um horizonte de médio e longo prazo, não cobrindo o horizonte de curto prazo tratado por esta Nota Técnica.

4.42. Assim, ratificamos o entendimento da ANEEL de não caber a aplicação de penalidade por falha no suprimento de combustível para operação no curto prazo com liquidação da energia gerada no MCP, características das UTEs objeto desta Nota Técnica".

3.90. Entretanto, vale ressaltar novamente que o não cumprimento da oferta da Portaria aqui proposta será devidamente apurado e penalizado, de modo a não potencializar incertezas associadas à disponibilidade de recursos passíveis de acionamento pelo ONS.

Artigo 8º: Proibição de pagamento por *constrained-off*

3.91. Este artigo proíbe o pagamento do Encargo por Restrição de Operação por *constrained-off* a usinas que tiverem ofertas aceitas. Esse comando alinha-se às disposições trazidas no artigo 4º no que se refere à impossibilidade de recursos acionados por ordem de mérito pelos modelos computacionais por ofertas de flexibilidade, nas disposições da Portaria e visa proibir eventual duplo pagamento a usina termelétrica que tenha ofertado na modalidade dessa portaria (*constrained-off* e oferta flexível).

Artigo 9º: Devolução de Receita Fixa

3.92. Este artigo define que usinas contratadas que recebem receita fixa devem pagar um montante financeiro proporcional ao seu despacho, caso acionadas para atendimento de potência. Tal diretriz evidencia, alinhada às disposições setoriais em curso, a necessidade de que o pagamento pela prestação dos serviços para atendimento de potência seja compartilhado entre consumidores livres e regulados. Caso contrário, os consumidores regulados que possuem contratos com usinas termelétricas acionadas nesta nova modalidade adicional, já estariam cobrindo parte dos custos associados ao atendimento de ponta, sem a devida revelação e alocação do preço associado a esse serviço, conforme já destacado nesta Nota.

3.93. A transparência e a adequada precificação também foram os motivadores para se estabelecer que essa devolução é devida inclusive quando referente a contratos de energia de reserva, já pagos por consumidores regulados e livres. Novamente, se não houvesse tal decisão, tais usinas disporem de uma

vantagem competitiva distinta das demais (custos fixos recuperados), sem a necessidade de consideração e revelação nos preços das ofertas.

3.94. As disposições do artigo pretendem, portanto, equalizar condições para a competição entre ofertas. Assim:

- A devolução de receita fixa será alocada nas contas específicas de bandeiras tarifárias ou energia de reserva. A respectiva operacionalização deverá observar as regras da CCEE.
- A CCEE deverá divulgar mensalmente o resultado financeiro da operacionalização do dispositivo.

Artigo 10: Monitoramento e Limitações

3.95. Este artigo estabelece que a ANEEL deverá monitorar práticas abusivas de poder de mercado relacionadas à operacionalização da Portaria e estabelecer vedações e sanções cabíveis, mitigando, assim, riscos relacionados a comportamentos oportunistas por agentes aptos a participarem da modalidade do normativo.

Artigos 11 e 12: Operacionalização

3.96. O artigo 11 estabelece que a CCEE e o ONS devem disponibilizar regras e procedimentos relacionados à operacionalização da Portaria, já eficazes desde a sua edição, sem a necessidade de eventual recontabilização associada à respectiva aprovação dos documentos pela ANEEL.

3.97. Já o artigo 12 dispõe sobre a obrigatoriedade de que as instituições divulguem relatório sobre os resultados da operacionalização da Portaria.

Artigos 13: Diretrizes do CMSE

3.98. O artigo 13 evidencia que o CMSE poderá estabelecer diretrizes adicionais, incluindo limites de preços, para garantir a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético, observada a modicidade tarifária. Assim, poderão ser mitigados riscos associados, por exemplo: (i) a situações quando comprovadamente não houver competição entre as ofertas na modalidade ora avaliada, (ii) mediante restrição elétrica que implique na necessidade de atendimento de potência por empreendimentos termelétricos específicos, (iii) preços das ofertas desproporcionalmente elevados, dentre outros.

Artigo 14: Vigência

3.99. Conforme apresentado no artigo, propõe-se que as diretrizes da Portaria tenham validade até 31 de março de 2025. Tal horizonte coincide com meados do período úmido, ocasião quando se espera uma redução conjuntural da necessidade dos recursos que se busca viabilizar com o ato ora em análise, considerando também a expectativa de replecionamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas no país.

Riscos e Propostas de Mitigação

3.100. Considerando o detalhamento da proposta da alternativa 3, que foi a melhor solução identificada para o enfrentamento do problema regulatório, foram identificados os seguintes riscos e formas de mitigação:

- **Risco 1: estímulos para que os agentes termelétricos queiram priorizar atendimento de potência com ofertas de preços em detrimento do acionamento balizados em custos (CVU) via modelos computacionais.**

Mitigação: (i) delimitação do escopo da Portaria para usinas disponíveis à operação, fazendo exceção para as usinas Merchant, uma vez que estas não possuem obrigações contratuais associadas; (ii) vedação à substituição das ofertas pelo acionamento de usinas por ordem de mérito via modelos computacionais; (iii) vedação de pagamento de *constrained-off* a usina que tenha oferta despachada.

- **Risco 2: ofertas com preços exorbitantes e poder de mercado em situações sem competição**

Mitigação: (i) aceite das ofertas pelo ONS não é compulsório; (ii) diretriz explícita para que a ANEEL monitore e atue em situações que caracterizem práticas abusivas de poder de mercado; (iii) diretriz explícita sobre a possibilidade do estabelecimento de diretrizes adicionais pelo CMSE, inclusive quanto ao estabelecimento de preço teto.

- **Risco 3: não cumprimento da oferta despachada**

Mitigação: (i) avaliação quanto ao cumprimento da oferta e remuneração ao preço ofertado somente na proporção do cumprido; (ii) previsão do estabelecimento de sanções pelo descumprimento.

- **Risco 4: requisitos de flexibilidade restritivos à competição**

Mitigação: (i) estabelecer diretriz que acomode situações quando o agente não consegue cumprir estritamente os requisitos de flexibilidade estabelecidos, dispondo que a geração excedente será classificada como inflexibilidade termelétrica do agente, sendo remunerada, portanto, com PLD e não conforme preço ofertado.

- **Risco 5: distorções na formação do PLD**

Mitigação: (i) nas discussões conduzidas com as instituições setoriais relativas ao tema, foi gerado o compromisso para que o ONS e a CCEE coordenem, no âmbito do Comitê Técnico PMO/PLD, em horizonte próximo, a avaliação da funcionalidade do modelo Dessem que permite a declaração concomitante de dois valores ou custos referenciais para o acionamento de uma mesma usina termelétrica, permitindo que, em situações futuras, tal uso possa ser considerado; (ii) limitação da vigência da Portaria para o cenário estritamente conjuntural.

Monitoramento e Fiscalização

3.101. O MME, a ANEEL, o ONS e a CCEE realizarão o monitoramento e a fiscalização da operacionalização da proposta de regulamentação, no âmbito das competências e ritos próprios relativos a cada instituição.

Participação Pública

3.102. É proposta a realização de Consulta Pública, a ser conduzida pelo MME, para avaliação da proposta.

Vigência

3.103. Tendo em vista que o problema regulatório identificado se relaciona ao

horizonte estritamente conjuntural, e já estando em curso demais ações que endereçam necessidades de potência para atendimento sistêmico do SIN, a exemplo do novo leilão LRCAP 2024, é proposta que a Portaria em análise tenha vigência limitada até março de 2025. Ressalta-se que esse horizonte é compatível com as mais recentes avaliações prospectivas realizadas pelo ONS e apresentadas ao CMSE, além de abranger o fim do período tipicamente seco no país, quando há maior necessidade de requisitos de potência, até meados do período tipicamente úmido.

3.104. Em termos normativos, é proposta a vigência imediata de forma a possibilitar o endereçamento pretendido para o curtíssimo prazo, o que se alinha às disposições do Decreto nº 12.002/2004 e sem necessidade, portanto, de ser estabelecido *vacatio legis*.

4. **CONCLUSÃO**

4.1. A Análise de Impacto Regulatório (AIR) de que trata esta Nota Técnica avaliou alternativas para fazer frente à necessidade de recursos flexíveis para atendimento de potência no Sistema Interligado Nacional (SIN) no curtíssimo prazo para contribuir com a garantia da segurança do suprimento eletroenergético nacional, observada a minimização do custo de operação total do SIN.

4.2. Foi utilizada avaliação multicritério, que indicou como alternativa promissora a possibilidade de incremento da disponibilidade de recursos flexíveis via empreendimentos termelétricos existentes. Menciona-se que tal abordagem é sinérgica ao deliberado pelo CMSE em sua 296ª Reunião (Extraordinária), realizada em 19 de setembro de 2024:

"Deliberações da 296ª Reunião do CMSE (texto apresentado na reunião do Colegiado)

(...)

3) Viabilizar a ampliação da flexibilidade operativa das usinas termelétricas, tanto de usinas contratadas quanto merchant, visando maior gestão sobre o recurso para atendimento das necessidades de ponta do sistema".

4.3. Diante do exposto, sugere-se realizar Consulta Pública, com o objetivo de colher subsídios acerca da minuta de Portaria Ministerial sobre o tema, consubstanciando o papel do MME como formulador, indutor e supervisor das políticas públicas setoriais na área de energia. Em função da necessidade de endereçamento no curtíssimo prazo, recomenda-se que esta Consulta Pública seja célere, sem prejuízos, no entanto, a se oportunizar as contribuições dos interessados na temática.

4.4. Por fim, cabe ressaltar que a minuta de Portaria ora proposta foi objeto de discussão com a ANEEL, com a CCEE, com o ONS e com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

À consideração superior.

5. **ANEXOS**

5.1. Proposta de Portaria com diretrizes para operação em condições diferenciadas de usinas termelétricas para atendimento de potência no Sistema Interligado Nacional (SIN). - Minuta Interna CGME 0950235.

5.2. Modelo de tabela de contribuições para Consulta Pública - SEI nº 0958144.



Braga, Coordenador(a)-Geral de Mercado e Preço de Energia Elétrica, em 23/09/2024, às 17:48, 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 **Igor Souza Ribeiro, Assessor Especial da Secretaria Nacional de Energia Elétrica**, em 23/09/2024, às 17:50, 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 23/09/2024, às 17:58, 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 Dairiel de Campos Lacerda, Coordenador(a)-Geral de Gestão da Comercialização de Energia**, em 23/09/2024, às 17:59, 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 23/09/2024, às 18:08, 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 23/09/2024, às 18:19, 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 **Gentil Nogueira de Sá Junior, Secretário Nacional de Energia Elétrica**, em 23/09/2024, às 18:26, 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 **Nelson Simao de Carvalho Junior, Coordenador(a) de Mercado e Preço de Energia Elétrica**, em 23/09/2024, às 18:47, 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, informando o código verificador **0950243** e o código CRC **80D97BED**.