



CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA MME Nº 173/2024
NOME DA INSTITUIÇÃO: ConEDPES Conselho de Consumidores da Espírito Santos Distribuição de Energia SA - EDP-ES
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica Nº 9/2024/CGME/DPME/SNEE de 23/09/2024.

EMENTA: Proposta de diretrizes para operação em condição diferenciada de usinas termelétricas para atendimento de potência. Proposta de Portaria Normativa que estabelece diretrizes para operação em condição diferenciada de usinas termelétricas para atendimento de potência no Sistema Interligado Nacional - SIN

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO																																																										
173.1	MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA NOTA TÉCNICA Nº 9/2024/CGME/DPME/SNEE																																																											
173.2	PROCESSO Nº 48370.000163/2024-96																																																											
173.3	INTERESSADO: SECRETARIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, SECRETARIA EXECUTIVA																																																											
173.4	1. ASSUNTO																																																											
173.5	1.1. Diretrizes para operação em condição diferenciada de usinas termelétricas para atendimento de potência no Sistema Interligado Nacional (SIN) .	Comentário. O atendimento ao SIN pode ser dividido entre ACR e ACL pois muitos contratos do ACR já atendem ao critério de potência e o ACL tem uma expansão concentrada em Solar e Eólica fruto do enorme subsídio que é carreado ao ACR.																																																										
173.6	2. SUMÁRIO EXECUTIVO																																																											
173.7	MINUTA DE PORTARIA NORMATIVA GMMME Nº. DE DE DE 2024																																																											
173.8	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.	Comentário. O tema potência também deve ser avaliado separando-se as necessidades dos mercados ACR e ACL																																																										
173.9	2.2. Nos estudos do planejamento da operação , as análises de potência têm por objetivo avaliar o atendimento à demand 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.																																																											
173.10	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.																																																											
173.11	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) .																																																											
173.12	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 termelétricas, tanto de usinas contratadas quanto merchant, visando maior gestão sobre o recurso para atendimento das necessidades de ponta do sistema" .	Comentário. O tema potência, não deve ser avaliado simplesmente separando-se UTE Contratadas das Merchant, também deve ser avaliado separando-se as necessidades dos mercados ACR e ACL, pois muitos contratos do ACR já atendem ao critério de potência e o ACL tem uma expansão concentrada em Solar e Eólica fruto do enorme subsídio que é carreado ao ACR.																																																										
173.13	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:	Comentário. O tema potência, não deve ser avaliado simplesmente separando-se UTE Contratadas das Merchant, também deve ser avaliado separando-se as necessidades dos mercados ACR e ACL, pois muitos contratos do ACR já atendem ao critério de potência e o ACL tem uma expansão concentrada em Solar e Eólica fruto do enorme subsídio que é carreado ao ACR.																																																										
173.14	i) contratação de novos recursos para atendimento de potência no curtíssimo prazo ;	Comentário. Necessidades de curto prazo devem ter suas características alocadas em função dos contratos de potência existentes para atendimento ao mercado ACR ou ACL.																																																										
173.15	ii) importação firme de energia elétrica de país vizinho para atendimento de potência ; e	Comentário. Necessidades de importação de países vizinhos devem ter suas características alocadas em função dos contratos de potência existentes para atendimento ao mercado ACR ou ACL.																																																										
173.16	iii) incremento da disponibilidade de recursos flexíveis via empreendimentos termelétricos existentes .	Comentário. Necessidades de recursos flexíveis com térmicas existentes devem ter suas características alocadas em função dos contratos de potência existentes para atendimento ao mercado ACR ou ACL.																																																										
173.17	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 .	Comentário. Necessidades de curto prazo devem ter suas características alocadas em função dos contratos de potência existentes para atendimento ao mercado ACR ou ACL.																																																										
173.18	3. ANÁLISE																																																											
173.19	Problema Regulatório																																																											
173.20	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 .	Comentário. Necessidades de curto prazo devem ter suas características alocadas em função dos contratos de potência existentes para atendimento ao mercado ACR ou ACL.																																																										
173.21	Base Legal																																																											
173.22	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.																																																											
173.23	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.																																																											
173.24	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 .																																																											
173.25	Experiência Internacional																																																											
173.26	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.	Comentário. O Brasil deve ter seu próprio modelo de transição focada notadamente na redução do consumo de combustíveis fósseis. A matriz elétrica brasileira, segundo dados da EPE do BEN - Balanço Energético Nacional 2024, a participação das fontes renováveis foi de 84%, em média, nos últimos 20 anos. Já na matriz energética as renováveis representam apenas 45%, em média, no mesmo período. O consumo de combustíveis fósseis, responsável pelas emissões de CO2 é focado em transportes conforme dados da EPE do BEN 2024, portanto é nele que o Brasil e seus consumidores devem concentrar seus esforços e os recursos financeiros para maximizar suas metas de redução do efeito estufa. No Brasil o tema potência, não deve ser avaliado simplesmente pela necessidade do SIN, também deve ser avaliado separando-se as necessidades dos mercados ACR e ACL, pois muitos contratos do ACR já atendem ao critério de potência e o ACL tem uma expansão concentrada em Solar e Eólica fruto do enorme subsídio que é carreado ao ACR. <table border="1"><caption>Participação das fontes renováveis na matriz elétrica (em %)</caption><thead><tr><th>Ano</th><th>Participação (%)</th></tr></thead><tbody><tr><td>2004</td><td>70</td></tr><tr><td>2005</td><td>71</td></tr><tr><td>2006</td><td>72</td></tr><tr><td>2007</td><td>73</td></tr><tr><td>2008</td><td>74</td></tr><tr><td>2009</td><td>75</td></tr><tr><td>2010</td><td>76</td></tr><tr><td>2011</td><td>77</td></tr><tr><td>2012</td><td>78</td></tr><tr><td>2013</td><td>79</td></tr><tr><td>2014</td><td>80</td></tr><tr><td>2015</td><td>81</td></tr><tr><td>2016</td><td>82</td></tr><tr><td>2017</td><td>83</td></tr><tr><td>2018</td><td>84</td></tr><tr><td>2019</td><td>84</td></tr><tr><td>2020</td><td>84</td></tr><tr><td>2021</td><td>84</td></tr><tr><td>2022</td><td>84</td></tr><tr><td>2023</td><td>84</td></tr></tbody></table> <table border="1"><caption>Emissões totais (2023) em Mt CO2-e</caption><thead><tr><th>Sector</th><th>Emissões (Mt CO2-e)</th></tr></thead><tbody><tr><td>Transportes</td><td>27,2</td></tr><tr><td>Indústria</td><td>18,4</td></tr><tr><td>Resíduos</td><td>18,4</td></tr></tbody></table> <table border="1"><caption>Setores com maior emissão de gases de efeito estufa em 2023</caption><thead><tr><th>Sector</th><th>Porcentagem (%)</th></tr></thead><tbody><tr><td>Transportes</td><td>45</td></tr><tr><td>Indústria</td><td>28</td></tr><tr><td>Resíduos</td><td>27</td></tr></tbody></table>	Ano	Participação (%)	2004	70	2005	71	2006	72	2007	73	2008	74	2009	75	2010	76	2011	77	2012	78	2013	79	2014	80	2015	81	2016	82	2017	83	2018	84	2019	84	2020	84	2021	84	2022	84	2023	84	Sector	Emissões (Mt CO2-e)	Transportes	27,2	Indústria	18,4	Resíduos	18,4	Sector	Porcentagem (%)	Transportes	45	Indústria	28	Resíduos	27
Ano	Participação (%)																																																											
2004	70																																																											
2005	71																																																											
2006	72																																																											
2007	73																																																											
2008	74																																																											
2009	75																																																											
2010	76																																																											
2011	77																																																											
2012	78																																																											
2013	79																																																											
2014	80																																																											
2015	81																																																											
2016	82																																																											
2017	83																																																											
2018	84																																																											
2019	84																																																											
2020	84																																																											
2021	84																																																											
2022	84																																																											
2023	84																																																											
Sector	Emissões (Mt CO2-e)																																																											
Transportes	27,2																																																											
Indústria	18,4																																																											
Resíduos	18,4																																																											
Sector	Porcentagem (%)																																																											
Transportes	45																																																											
Indústria	28																																																											
Resíduos	27																																																											
173.27	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.	Comentário. Na figura seguinte, publicada em o Globo de 23/11/23, visualiza-se que o setor energético, compreendidos todas as fontes, elétricas e de combustíveis, representa apenas 18% de nossas emissões de CO2. Os principais ofensores são a devastação das florestas e a agropecuária, respondendo com 75% das emissões brasileira de CO2. Justificando-se que o Brasil deve procurar um modelo próprio de redução do efeito estufa concentrando esforços na redução do foco principal do problema. <table border="1"><caption>Participação dos setores nas emissões de gases de efeito estufa no Brasil - 2023</caption><thead><tr><th>Sector</th><th>Porcentagem (%)</th></tr></thead><tbody><tr><td>Indústria e Uso de Produtos</td><td>35</td></tr><tr><td>Energia</td><td>35</td></tr><tr><td>Transporte</td><td>28</td></tr></tbody></table>	Sector	Porcentagem (%)	Indústria e Uso de Produtos	35	Energia	35	Transporte	28																																																		
Sector	Porcentagem (%)																																																											
Indústria e Uso de Produtos	35																																																											
Energia	35																																																											
Transporte	28																																																											
173.28	1. Mercados de Capacidade																																																											
173.29	Estados Unidos:																																																											



CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA MME Nº 173/2024
NOME DA INSTITUIÇÃO: ConEDPES Conselho de Consumidores da Espírito Santos Distribuição de Energia SA - EDP-ES
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica Nº 9/2024/CGME/DPME/SNEE de 23/09/2024.

MENTA: Proposta de diretrizes para operação em condição diferenciada de usinas termelétricas para atendimento de potência. Proposta de Portaria Normativa que estabelece diretrizes para operação em condição diferenciada de usinas termelétricas para atendimento de potência no Sistema Interligado Nacional - SIN

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO															
173.30	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.																
173.31	Reino Unido:																
173.32	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.																
173.33	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.																
173.34	2. Armazenamento de Energia																
173.35	Alemanha:																
173.36	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.																
173.37	China:																
173.38	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.	Comentário. Importante citar que na China também está em implantação projeto de armazenamento por elevação de cargas. O Gravity Energy Storage System (GESS) é um sistema de baixo impacto ambiental. https://www.forbes.com/sites/enrikkobayashisolomon/2023/12/20/energy-vault-wins-big-with-gravity-storage-in-china/															
173.39	3. Resposta da Demanda e Flexibilidade																
173.40	Austrália:																
173.41	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.																
173.42	Dinamarca:																
173.43	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.																
173.44	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	Comentário. Abordagens múltiplas devem ser pesquisadas e desenvolvidas. No modelo brasileiro, em que o ACR subsidia fortemente o ACL que se expande com energias incentivadas notadamente as fontes intermitentes solar e eólica o modelo deve levar em conta qual mercado efetivamente requer a necessidade de armazenamento e potência.															
173.45	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.	Comentário. O Brasil deve ter seu próprio modelo de transição focada notadamente na redução do consumo de combustíveis fósseis. A matriz elétrica brasileira, segundo dados da EPE do BEN - Balanço Energético Nacional 2024, é muito melhor do que a do resto do mundo, justificando plenamente ter metas e foco em redução do CO2 diferente do resto do mundo. <table border="1"><caption>Participação das renováveis na OIE</caption><thead><tr><th>País/Região</th><th>Ano</th><th>Participação (%)</th></tr></thead><tbody><tr><td>Brasil</td><td>2023</td><td>49,1%</td></tr><tr><td>Brasil</td><td>2022</td><td>47,4%</td></tr><tr><td>Mundo</td><td>2021</td><td>14,7%</td></tr><tr><td>OCDE</td><td>2022</td><td>12,6%</td></tr></tbody></table>	País/Região	Ano	Participação (%)	Brasil	2023	49,1%	Brasil	2022	47,4%	Mundo	2021	14,7%	OCDE	2022	12,6%
País/Região	Ano	Participação (%)															
Brasil	2023	49,1%															
Brasil	2022	47,4%															
Mundo	2021	14,7%															
OCDE	2022	12,6%															
173.46	Motivos para Enfrentamento do Problema Regulatório e Objetivos a Serem Alcançados																
173.47	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.																
173.48	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.																
173.49	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:																
173.50	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.																
173.51	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.																
173.52	3. Coordenação de Ações: O Comitê coordena ações entre os diversos agentes do setor, promovendo a integração e o alinhamento de estratégias .																
173.53	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 .																
173.54	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.																



CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA MME Nº 173/2024

NOME DA INSTITUIÇÃO: ConEDPES Conselho de Consumidores da Espírito Santos Distribuição de Energia SA - EDP-ES
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica Nº 9/2024/CGME/DPME/SNEE de 23/09/2024.

EMENTA: Proposta de diretrizes para operação em condição diferenciada de usinas termelétricas para atendimento de potência. Proposta de Portaria Normativa que estabelece diretrizes para operação em condição diferenciada de usinas termelétricas para atendimento de potência no Sistema Interligado Nacional - SIN

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

Table with 3 columns: TEXTO/MME, TEXTO/INSTITUIÇÃO, and JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO. It contains multiple rows of comments and responses regarding energy supply and power generation, including a chart titled 'Subsidiômetro Aneel' showing energy sources from 2018 to 2024.



CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA MME Nº 173/2024
NOME DA INSTITUIÇÃO: ConEDPES Conselho de Consumidores da Espírito Santos Distribuição de Energia SA - EDP-ES
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica Nº 9/2024/CGME/DPME/SNEE de 23/09/2024.

EMENTA: Proposta de diretrizes para operação em condição diferenciada de usinas termelétricas para atendimento de potência. Proposta de Portaria Normativa que estabelece diretrizes para operação em condição diferenciada de usinas termelétricas para atendimento de potência no Sistema Interligado Nacional - SIN

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
173.85	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).	
173.86	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:	Comentário. Os leilões são para o atendimento ao ACR, contudo outorgas em profusão foram concedidas para fontes incentivadas notadamente Solar e Eólica que tem sua implantação focada para o atendimento ao ACL. Entendemos que estas características de necessidade de potência são muito diferentes para cada mercado e portanto devem ser segregadas suas necessidades e imputações de custos.
173.87	• 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.	
173.88	• 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.	
173.89	• 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.	
173.90	• 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.	
173.91	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 precípuo 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.	Comentário. Os leilões são para o atendimento ao ACR, contudo outorgas em profusão foram concedidas para fontes incentivadas notadamente Solar e Eólica que tem sua implantação focada para o atendimento ao ACL. Entendemos que estas características de necessidade de potência são muito diferentes para cada mercado e portanto devem ser segregadas suas necessidades e imputações de custos.
173.92	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:	
173.93	1. Prazo de início do suprimento compatível com a necessidade sistêmica;	
173.94	2. Desenho de produtos adequados .	
173.95	3. Custos totais (fixos e variáveis) e pagantes .	Comentário. Os leilões são para o atendimento ao ACR, contudo outorgas em profusão foram concedidas para fontes incentivadas notadamente Solar e Eólica que tem sua implantação focada para o atendimento ao ACL. Entendemos que estas características de necessidade de potência são muito diferentes para cada mercado e portanto devem ser segregadas suas necessidades e imputações de custos.
173.96	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.	
173.97	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).	
173.98	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 de potência e não pelo consumo. 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 .	Comentário. O tema potência, não deve ser avaliado simplesmente separando-se UTE Contratadas das Merchant, também deve ser avaliado separando-se as necessidades dos mercados ACR e ACL, pois muitos contratos do ACR já atendem ao critério de potência e o ACL tem uma expansão concentrada em Solar e Eólica fruto do enorme subsídio que é carreado ao ACR.
173.99	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.	Comentário. Parabenizamos o MME pela defesa intransigente da modicidade tarifária.
173.100	3.34. Alternativa 2: Importação firme de energia elétrica de país vizinho para atendimento de potência	
173.101	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).	
173.102	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:	
173.103	"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"	
173.104	3.37. Assim, desde 2023, a importação para atendimento de potência tem sido utilizada pelo ONS como alternativa para o suprimento nacional, conforme necessidade. No primeiro semestre de 2024, foi registrado o recebimento de aproximadamente 21 MWmédios 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.	
173.105	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 .	
173.106	3.39. Novamente, a necessidade conjuntural de curtíssimo prazo impõe pontos de atenção para o endereçamento desta alternativa, destacadamente quanto:	
173.107	(i) ao interesse e disponibilidade de recurso dos países vizinhos, alinhados às necessidades brasileiras;	
173.108	(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;	
173.109	(iii) custos totais (fixos e variáveis) e pagantes .	Comentário. Importante que exista a economicidade para a modicidade tarifária.
173.110	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 sobreposição entre as abordagens, desde que os acordos estabelecidos fossem também de curtíssimo prazo , o que poderia impactar a atratividade da respectiva oferta.	
173.111	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.	
173.112	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 MWmédios e 982 MWmédios. 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.	
173.113	Alternativa 3: Incremento da disponibilidade de recursos flexíveis via empreendimentos termelétricos existentes	
173.114	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 ciclo fechado .	
173.115	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.	Comentário. Mudança do ciclo combinado (fechado) para aberto implica em maiores consumos de combustível diminuindo a eficiência operacional e aumentando o custo unitário da energia produzida.



CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA MME Nº 173/2024
NOME DA INSTITUIÇÃO: ConEDPES Conselho de Consumidores da Espírito Santos Distribuição de Energia SA - EDP-ES
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica Nº 9/2024/CGME/DPME/SNEE de 23/09/2024.

EMENTA: Proposta de diretrizes para operação em condição diferenciada de usinas termelétricas para atendimento de potência. Proposta de Portaria Normativa que estabelece diretrizes para operação em condição diferenciada de usinas termelétricas para atendimento de potência no Sistema Interligado Nacional - SIN

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO	
173.116	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 no 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.	Comentário.	Mudança do ciclo combinado (fechado) para aberto implica em maiores consumos de combustível diminuindo a eficiência operacional e aumentando o custo unitário da energia produzida.
173.117	3.46. Vale mencionar também o relevante aumento , no passado recente, do número de usinas termelétricas com contratos vencidos ou vindencios. 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.		
173.118	3.47. A figura 1 apresenta informações referentes a usinas termelétricas do tipo I e II-A (despacho centralizado) com contratos vencidos ou vindencios até 2025, conforme dados do ONS, disponibilizados no Plano da Operação Energética - PEN 2023/2027, bem como informações da ANEEL.		
173.119			
173.120	Figura 1. MAPA DE LOCALIZAÇÃO DAS USINAS TERMELÉTRICAS COM CONTRATOS VENCIDOS OU VINCENCIOS ATÉ 2025.		
173.121	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, estão sendo otimizadas para este fim, observadas as demais restrições, dentre as quais hidráulicas e ambientais, associadas à sua operação.		
173.122	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.	Comentário.	Importante que exista a economicidade para a modicidade tarifária e que os custos dos despachos sejam corretamente alocados ao mercado que deu causa, seja ele ACR ou ACL.
173.123	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 interruptiva, 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.	Comentário.	As recompensas financeiras podem também ser estendidas aos consumidores regulados em baixa tensão, a exemplo do que foi feito durante a crise hídrica de 2021.
173.124	Atores ou Grupos Afetados		
173.125	3.51. Abaixo é apresentada síntese dos principais atores afetados pela ação proposta.		
173.126	Alternativa 1:		
173.127	<ul style="list-style-type: none"> 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. 		
173.128	<ul style="list-style-type: none"> 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 distintas 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. 		
173.129	<ul style="list-style-type: none"> 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 distintas 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. 		
173.130	<ul style="list-style-type: none"> 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. 	Comentário.	Importante que exista a economicidade para a modicidade tarifária. Consumidores regulados já estão sendo os que mais pagam pela garantia sistêmica. Os consumidores livres que usam energia incentivada, notadamente eólica e solar, tem desconto de 50% na TUST e TUSD, que são pagos pelos consumidores do ACR. Além disso os prossumidores de MGD também não pagam nada desse custo da garantia sistêmica e devem ser instados a contribuir também.
173.131	<ul style="list-style-type: none"> 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. 		
173.132	<ul style="list-style-type: none"> Comercializadores: os agentes comercializadores de energia elétrica não são impactados pela proposta de maneira distinta à dinâmica setorial existente. 		
173.133	Alternativa 2:		
173.134	<ul style="list-style-type: none"> Geradores termelétricos: podem ter acionamento preferido (menor geração), destacadamente em períodos de PLD elevado, diante da importação de recursos firmes de país vizinho. 		
173.135	<ul style="list-style-type: none"> Geradores hidrelétricos: podem ter acionamento preferido (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. 		
173.136	<ul style="list-style-type: none"> Demais geradores: potencialmente, não são afetados pela proposta, uma vez se tratar de importação firme para atendimento de potência. 		
173.137	<ul style="list-style-type: none"> 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. 		



CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA MME Nº 173/2024
NOME DA INSTITUIÇÃO: CONEDPES Conselho de Consumidores da Espírito Santos Distribuição de Energia SA - EDP-ES
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica Nº 9/2024/CGME/DPME/SNEE de 23/09/2024.

EMENTA: Proposta de diretrizes para operação em condição diferenciada de usinas termelétricas para atendimento de potência. Proposta de Portaria Normativa que estabelece diretrizes para operação em condição diferenciada de usinas termelétricas para atendimento de potência no Sistema Interligado Nacional - SIN

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
173.138	<p>• 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.</p>	
173.139	<p>• 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.</p>	
173.140	<p>Alternativa 3:</p> <p>• 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.</p>	
173.141	<p>• Geradores hidrelétricos: podem ter acionamento preferido (menor geração), destacadamente em períodos de PLD elevado, diante do acionamento de novos recursos termelétricos disponibilizados ao SIN.</p>	
173.142	<p>• Demais geradores: potencialmente, não são afetados pela proposta, uma vez se tratar de importação firme para atendimento de potência.</p>	
173.143	<p>• 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.</p>	Comentário.
173.144	<p>• Consumidores regulados: 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.</p>	Importante que exista a economicidade para a modicidade tarifária. Consumidores regulados já estão sendo os que mais pagam pela garantia sistêmica. Os consumidores livres que usam energia incentivada, notadamente eólica e solar, tem desconto de 50% na TUST e TUSD, que são pagos pelos consumidores do ACR. Além disso os prossumidores de MMD também não pagam nada desse custo da garantia sistêmica e devem ser instados a contribuir também.
173.145	<p>• Comercializadoras: os agentes comercializadores de energia elétrica não são impactados pela proposta de maneira distinta à dimensão setorial existente.</p>	
173.146	<p>Comparação das Alternativas e Impactos Associados</p>	
173.147	<p>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.</p>	
173.148	<p>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.</p>	Comentário.
173.149	<p>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.</p>	Importante que exista a economicidade para a modicidade tarifária. Consumidores regulados já estão sendo os que mais pagam pela garantia sistêmica. Os consumidores livres que usam energia incentivada, notadamente eólica e solar, tem desconto de 50% na TUST e TUSD, que são pagos pelos consumidores do ACR. Além disso os prossumidores de MMD também não pagam nada desse custo da garantia sistêmica e devem ser instados a contribuir também.
173.150		
173.151	<p>Figura 2. Esquemático da avaliação multicritério das alternativas.</p>	
173.152	<p>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.</p>	
173.153	<p>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:</p>	
173.154	<ul style="list-style-type: none"> • É absolutamente melhor do que; • É moderadamente melhor do que; • É equivalente a; • É moderadamente pior que; e • É absolutamente pior que. 	
173.155	<p>3.56. A seguir, são apresentados, sinteticamente, os principais elementos considerados na análise das alternativas para cada critério de avaliação.</p>	
173.156	<p>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.</p>	
173.157		Comentário.
173.158	<p>Figura 3. Avaliação da abordagem viabilidade operacional, critério "prazo de suprimento".</p>	Parecem bem lógicos os resultados apresentados pelo MME.
173.159	<p>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.</p>	
173.160	<p>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.</p>	
173.161	<p>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.</p>	
173.162	<p>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 termelétricos disponíveis) é absolutamente melhor do que as demais.</p>	



CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA MME Nº 173/2024
NOME DA INSTITUIÇÃO: ConEDPES Conselho de Consumidores da Espírito Santos Distribuição de Energia SA - EDP-ES
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica Nº 9/2024/CGME/DPME/SNEE de 23/09/2024.

EMENTA: Proposta de diretrizes para operação em condição diferenciada de usinas termelétricas para atendimento de potência. Proposta de Portaria Normativa que estabelece diretrizes para operação em condição diferenciada de usinas termelétricas para atendimento de potência no Sistema Interligado Nacional - SIN

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/MME		TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO																												
173.163	<p align="center">Abordagem Viabilidade Operacional</p> <p>Pergunta 2. Qual a melhor alternativa regulatória, considerando a abordagem de viabilidade operacional, no critério "arcabouço jurídico-normativo"?</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>é absolutamente melhor do que</th> <th>é moderadamente melhor do que</th> <th>é equivalente a</th> <th>é moderadamente pior do que</th> <th>é absolutamente pior do que</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Contratação de novos recursos</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>Importação firme de país vizinho</td> </tr> <tr> <td>Incremento da disponibilidade via termelétricas existentes</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>Contratação de novos recursos</td> </tr> <tr> <td>Incremento da disponibilidade via termelétricas existentes</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>Importação firme de país vizinho</td> </tr> </tbody> </table>		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	Comentário.	Parecem bem lógicos os resultados apresentados pelo MME.
	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																									
173.164	<p align="center">Figura 4. Avaliação da abordagem viabilidade operacional, critério "jurídico-normativo".</p>																														
173.165	<p>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 como adequado à situação atual, ensejando no eventual redesenho para possibilitar essa contratação.</p>																														
173.166	<p>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.</p>																														
173.167	<p>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.</p>																														
173.168	<p align="center">Abordagem Viabilidade Operacional</p> <p>Pergunta 3. Qual a melhor alternativa regulatória, considerando a abordagem de viabilidade operacional, no critério "competitividade"?</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>é absolutamente melhor do que</th> <th>é moderadamente melhor do que</th> <th>é equivalente a</th> <th>é moderadamente pior do que</th> <th>é absolutamente pior do que</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Contratação de novos recursos</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>Importação firme de país vizinho</td> </tr> <tr> <td>Incremento da disponibilidade via termelétricas existentes</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>Contratação de novos recursos</td> </tr> <tr> <td>Incremento da disponibilidade via termelétricas existentes</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>Importação firme de país vizinho</td> </tr> </tbody> </table>		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	Comentário.	Parecem bem lógicos os resultados apresentados pelo MME.
	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																									
173.169	<p align="center">Figura 5. Avaliação da abordagem viabilidade operacional, critério "competitividade".</p>																														
173.170	<p>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.</p>																														
173.171	<p>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).</p>																														
173.172	<p>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.</p>																														
173.173	<p align="center">Abordagem Alocação de custos</p> <p>Pergunta 4. Qual a melhor alternativa regulatória, considerando a abordagem de alocação de custos, no critério "geradores termelétricos"?</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>é absolutamente melhor do que</th> <th>é moderadamente melhor do que</th> <th>é equivalente a</th> <th>é moderadamente pior do que</th> <th>é absolutamente pior do que</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Contratação de novos recursos</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>Importação firme de país vizinho</td> </tr> <tr> <td>Incremento da disponibilidade via termelétricas existentes</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>Contratação de novos recursos</td> </tr> <tr> <td>Incremento da disponibilidade via termelétricas existentes</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>Importação firme de país vizinho</td> </tr> </tbody> </table>		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	Comentário.	Parecem bem lógicos os resultados apresentados pelo MME.
	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																									
173.174	<p align="center">Figura 6. Avaliação da abordagem de alocação de custos, critério "geradores termelétricos".</p>																														
173.175	<p>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), amplia 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, há 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.</p>																														
173.176	<p align="center">Abordagem Alocação de custos</p> <p>Pergunta 5. Qual a melhor alternativa regulatória, considerando a abordagem de alocação de custos, no critério "Demais Geradores"?</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>é absolutamente melhor do que</th> <th>é moderadamente melhor do que</th> <th>é equivalente a</th> <th>é moderadamente pior do que</th> <th>é absolutamente pior do que</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Contratação de novos recursos</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>Importação firme de país vizinho</td> </tr> <tr> <td>Incremento da disponibilidade via termelétricas existentes</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>Contratação de novos recursos</td> </tr> <tr> <td>Incremento da disponibilidade via termelétricas existentes</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>Importação firme de país vizinho</td> </tr> </tbody> </table>		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	Comentário.	Parecem bem lógicos os resultados apresentados pelo MME.
	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																									
173.177	<p align="center">Figura 7. Avaliação da abordagem de alocação de custos, critério "demais geradores".</p>																														
173.178	<p>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.</p>																														
173.179	<p align="center">Abordagem Alocação de custos</p> <p>Pergunta 6. Qual a melhor alternativa regulatória, considerando a abordagem da alocação de custos, no critério "Consumidores Regulados"?</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>é absolutamente melhor do que</th> <th>é moderadamente melhor do que</th> <th>é equivalente a</th> <th>é moderadamente pior do que</th> <th>é absolutamente pior do que</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Contratação de novos recursos</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>Importação firme de país vizinho</td> </tr> <tr> <td>Incremento da disponibilidade via termelétricas existentes</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>Contratação de novos recursos</td> </tr> <tr> <td>Incremento da disponibilidade via termelétricas existentes</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>Importação firme de país vizinho</td> </tr> </tbody> </table>		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	Comentário.	Importante que exista a economicidade para a modicidade tarifária. Consumidores regulados já estão sendo o que mais pagam pela garantia sistêmica. Os consumidores livres que usam energia incentivada, notadamente eólica e solar, tem desconto de 50% na TUST e TUSD, que são pagos pelos consumidores do ACR. Além disso os prossumidores de MIMGD também não pagam nada desse custo da garantia sistêmica e devem ser instados a contribuir também.
	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																									
173.180	<p align="center">Figura 8. Avaliação da abordagem de alocação de custos, critério "consumidores"</p>																														



CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA MME Nº 173/2024
NOME DA INSTITUIÇÃO: ConEDPES Conselho de Consumidores da Espírito Santos Distribuição de Energia SA - EDP-ES
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica Nº 9/2024/CGME/DPME/SNEE de 23/09/2024.

EMENTA: Proposta de diretrizes para operação em condição diferenciada de usinas termelétricas para atendimento de potência. Proposta de Portaria Normativa que estabelece diretrizes para operação em condição diferenciada de usinas termelétricas para atendimento de potência no Sistema Interligado Nacional - SIN

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
173.181 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.	Comentário.	Importante que exista a economicidade para a modicidade tarifária. Consumidores regulados já estão sendo os que mais pagam pela garantia sistêmica. Os consumidores livres que usam energia incentivada, notadamente eólica e solar, tem desconto de 50% na TUST e TUSD, que são pagos pelos consumidores do ACR. Além disso os consumidores de MMGD também não pagam nada desse custo da garantia sistêmica e devem ser instados a contribuir também.
173.182 		
173.183 Figura 9. Avaliação da abordagem de alocação de custos, critério "consumidores livres".		
173.184 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.	Comentário.	Importante que exista a economicidade para a modicidade tarifária. Consumidores regulados já estão sendo os que mais pagam pela garantia sistêmica. Os consumidores livres que usam energia incentivada, notadamente eólica e solar, tem desconto de 50% na TUST e TUSD, que são pagos pelos consumidores do ACR. Além disso os consumidores de MMGD também não pagam nada desse custo da garantia sistêmica e devem ser instados a contribuir também.
173.185 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.		
173.186 	Comentário.	Parecem bem lógicos os resultados apresentados pelo MME, justificando a alternativa 3.
173.187 Figura 10. Avaliação da abordagem de viabilidade operacional, critério "prazo de suprimento".		
173.188 		
173.189 Figura 11. Avaliação da abordagem de viabilidade operacional, critério "jurídico-normativo".		
173.190 		
173.191 Figura 12. Avaliação da abordagem de viabilidade operacional, critério "competitividade".		
173.192 		
173.193 Figura 13. Avaliação da abordagem de alocação de custos, critério "geradores termelétricos".		
173.194 		
173.195 Figura 14. Avaliação da abordagem de alocação de custos, critério "demais geradores".		



CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA MME Nº 173/2024
NOME DA INSTITUIÇÃO: ConEDPES Conselho de Consumidores da Espírito Santos Distribuição de Energia SA - EDP-ES
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica Nº 9/2024/CGME/DPME/SNEE de 23/09/2024.

EMENTA: Proposta de diretrizes para operação em condição diferenciada de usinas termelétricas para atendimento de potência. Proposta de Portaria Normativa que estabelece diretrizes para operação em condição diferenciada de usinas termelétricas para atendimento de potência no Sistema Interligado Nacional - SIN

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
173.196		
	Figura 15. Avaliação da abordagem de alocação de custos, critério "consumidores regulados"	
173.197	Figura 16. Avaliação da abordagem de alocação de custos, critério "consumidores livres"	
173.198	3.73. Por sua vez, a Figura 17 apresenta a avaliação global da análise multicritério das alternativas regulatórias.	
173.199		
173.200	Figura 17. Avaliação global da análise multicritério das alternativas regulatórias.	
173.201	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.	
173.202		Comentário. Parecem bem lógicos os resultados apresentados pelo MME, justificando a alternativa 3. Contudo é importante que exista a economicidade para a modicidade tarifária. Consumidores regulados já estão sendo os que mais pagam pela garantia sistêmica. Os consumidores livres que usam energia incentivada, notadamente eólica e solar, tem desconto de 50% na TUST e TUSD, que são pagos pelos consumidores do ACR. Além disso os prossumidores de MMGD também não pagam nada desse custo da garantia sistêmica e devem ser instados a contribuir também.
173.203	Figura 18. Avaliação global da análise multicritério das alternativas regulatórias sob a ótica dos consumidores.	
173.204	3.75. Assim, conforme avaliações e critérios considerados, tem-se o seguinte ranking das melhores alternativas para enfrentamento do problema regulatório aqui em análise:	
173.205	1. Incremento da disponibilidade de recursos flexíveis via empreendimentos termelétricos existentes;	
173.206	2. Contratação de novos recursos para atendimento de potência no curtíssimo prazo;	
173.207	3. Importação firme de energia elétrica de país vizinho para atendimento de potência.	
173.208	Detalhamento da proposta	
173.209	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 .	Comentário. Parecem bem lógicos os resultados apresentados pelo MME, justificando a alternativa 3. Contudo é importante que exista a economicidade para a modicidade tarifária. Consumidores regulados já estão sendo os que mais pagam pela garantia sistêmica. Os consumidores livres que usam energia incentivada, notadamente eólica e solar, tem desconto de 50% na TUST e TUSD, que são pagos pelos consumidores do ACR. Além disso os prossumidores de MMGD também não pagam nada desse custo da garantia sistêmica e devem ser instados a contribuir também.
173.210	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 Dessen) e tem como base o Custo Marginal de Operação (CMO). O CMO, por sua vez, repete 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 .	
173.211	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.	
173.212	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.	
173.213	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.	
173.214	Artigo 1º: Escopo da Portaria	
173.215	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:	
173.216	• Contribuição à segurança sistêmica , observados os custos totais da operação.	
173.217	• 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.	
173.218	• Possibilidade de participação de usinas Merchant, previamente disponíveis à operação ou não.	
173.219	Artigo 2º: Definição da "condição diferenciada"	



CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA MME Nº 173/2024
NOME DA INSTITUIÇÃO: ConEDPES Conselho de Consumidores da Espírito Santos Distribuição de Energia SA - EDP-ES
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica Nº 9/2024/CGME/DPME/SNEE de 23/09/2024.

EMENTA: Proposta de diretrizes para operação em condição diferenciada de usinas termelétricas para atendimento de potência. Proposta de Portaria Normativa que estabelece diretrizes para operação em condição diferenciada de usinas termelétricas para atendimento de potência no Sistema Interligado Nacional - SIN

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
173.220	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.	
173.221	Artigo 3º: Condições para a oferta	
173.222	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:	
173.223	*ONS decidirá quais produtos de potência devem ser considerados nas ofertas, a depender da necessidade do SIN.	
173.224	*Os preços das ofertas serão fixos e terão prazo de validade mínima, não podendo ser majorados durante o período estabelecido.	
173.225	*As ofertas devem especificar parcela relacionada aos custos do combustível, que será atualizada mensalmente pela CCEE.	
173.226	*As ofertas não isentam os agentes da necessidade de manter a disponibilidade da usina para atendimento do SIN.	
173.227	*As ofertas devem respeitar os parâmetros de flexibilidade definidos no artigo 2º. Gerações distintas serão tituladas como inflexibilidade dos agentes.	
173.228	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.	
173.229	Artigo 4º: Aceite e programação das ofertas	
173.230	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:	
173.231	*A programação da oferta seja feita após o processamento do modelo Dessem , sem impactos na formação do PLD.	
173.232	*Proíba a substituição (constrained-off) de recursos acionados por ordem de mérito pelos modelos computacionais por ofertas de flexibilidade, nas disposições da Portaria.	
173.233	3.86. Relativo à desconsideração dos recursos de flexibilidade para fins de formação do 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.	Comentário. Todos os efeitos devem ser considerados com vista a modicidade tarifária.
173.234	Artigo 5º: compatibilidade entre geração realizada e oferta despachada	
173.235	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.	
173.236	Artigo 6º: Remuneração da energia gerada	
173.237	3.88. Este artigo estabelece que a energia gerada conforme disposições da Portaria será liquidada no MCP , considerando os preços ofertados e o PLD:	
173.238	*Apenas a geração que atende à oferta será valorada ao preço da oferta.	
173.239	*Se o preço da oferta for superior ao PLD , a diferença será paga como Encargo de Serviço de Sistema (ESS) .	Comentário. Consumidores regulados já estão sendo os que mais pagam pela garantia sistêmica. Os consumidores livres que usam energia incentivada, notadamente eólica e solar, tem desconto de 50% na TUST e TUSD, que são pagos pelos consumidores do ACR. Além disso os prossumidores de MMGD também não pagam nada desse custo da garantia sistêmica e devem ser instados a contribuir também. Portanto os custos não podem ser alocados simplesmente ao Encargo de Serviço de Sistema (ESS), mas sim a quem deu causa.
173.240	*Se o preço da oferta for inferior , o excedente financeiro será contabilizado em benefício da conta de ESS .	Comentário. Os excedentes também devem ser alocados a quem efetivamente contribuiu para o pagamento dos custos de contratação.
173.241	*"Excepcionalmente, os agentes termelétricos não estarão sujeitos a ratião 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.	
173.242		Incluir Parágrafo: Poderá ocorrer flexibilização para utilização posterior, sob ordem do ONS, considerando a possibilidade de suprimento por geração renovável (solar e eólica). Incluir parágrafo para possibilitar que em situações em que a carga de ponta esteja suprida por fonte solar ou eólica o despacho de carga seja transferido para outra ocasião que seja de fato necessário, com comando do ONS.
173.243	Artigo 7º: Penalidades	
173.244	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:	
173.245	*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.	
173.246	4.39. Observe-se também que a Resolução CNPE nº 18/2017 trata de um horizonte de médio e longo prazo.	
173.247	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 Uruguiana, conforme Ofício ANEEL no 104/2018-SRG/ANEEL, de 31 de agosto de 2018.	
173.248	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.	
173.249	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".	
173.250	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.	
173.251	Artigo 8º: Proibição de pagamento por constrained-off	
173.252	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).	
173.253	Artigo 9º: Devolução de Receita Fixa	



CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA MME Nº 173/2024

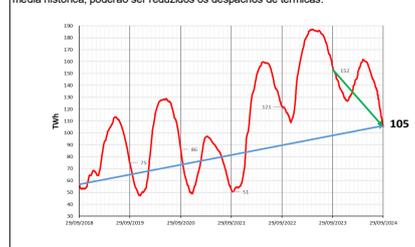
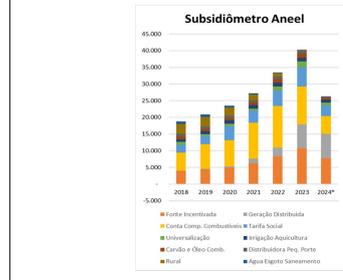
NOME DA INSTITUIÇÃO: ConEDPES Conselho de Consumidores da Espírito Santos Distribuição de Energia SA - EDP-ES
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica Nº 9/2024/CGME/DPME/SNEE de 23/09/2024.

EMENTA: Proposta de diretrizes para operação em condição diferenciada de usinas termelétricas para atendimento de potência. Proposta de Portaria Normativa que estabelece diretrizes para operação em condição diferenciada de usinas termelétricas para atendimento de potência no Sistema Interligado Nacional - SIN

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

Table with 3 columns: TEXTO/MME, TEXTO/INSTITUIÇÃO, JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO. Contains multiple rows of comments and justifications regarding energy tariffs and operational conditions.



**CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA MME Nº 173/2024****NOME DA INSTITUIÇÃO: ConEDPES Conselho de Consumidores da Espírito Santos Distribuição de Energia SA - EDP-ES
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA****ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica Nº 9/2024/CGME/DPME/SNEE de 23/09/2024.****EMENTA: Proposta de diretrizes para operação em condição diferenciada de usinas termoeletricas para atendimento de potência. Proposta de Portaria Normativa que estabelece diretrizes para operação em condição diferenciada de usinas termoeletricas para atendimento de potência no Sistema Interligado Nacional - SIN****CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS**

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
173.294	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.	
173.295	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.	
173.296	4. CONCLUSÃO	
173.297	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.	
173.298	4.2. Foi utilizada avaliação multicritério, que indicou como alternativa promissora a possibilidade de incremento da disponibilidade de recursos flexíveis via empreendimentos termoeletricos existentes. Menciona-se que tal abordagem é sinérgica ao deliberado pelo CMSE em sua 296ª Reunião (Extraordinária), realizada em 19 de setembro de 2024.	
173.299	"Deliberações da 296ª Reunião do CMSE (texto apresentado na reunião do Colegiado) (...) 3) 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".	
173.300	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.	
173.301	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).	
173.302	5. ANEXOS	
173.303	5.1. Proposta de Portaria com diretrizes para operação em condições diferenciadas de usinas termoeletricas para atendimento de potência no Sistema Interligado Nacional (SIN). - Minuta Interna CGME 0950235.	
173.304	5.2. Modelo de tabela de contribuições para Consulta Pública - SEI no 0958144.	
173.305	Documento assinado eletronicamente por Bianca Maria Matos de Alencar 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.	
173.306	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.	
173.307	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.	
173.308	Documento assinado eletronicamente por Fabrício Dainel de Campos Lacarda, 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.	
173.309	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.	
173.310	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.	
173.311	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.	
173.312	Documento assinado eletronicamente por Nelson Simão 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.	
173.313	A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://www.mme.gov.br/sic/consultas/externo/consultas_documento_conferir&id_organizacao_acesso_externo=0 , informando o código verificador 0950243 e o código CRC 80D97BED.	
173.314	DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO Publicado em: 27/09/2024 Edição: 188 Seção: 1 Página: 83 Órgão: Ministério de Minas e Energia/Gabinete do Ministro	
173.315	PORTARIA GMMME No 810, DE 26 DE SETEMBRO DE 2024	
173.316	O MINISTRO DE ESTADO DE MINAS E ENERGIA, no uso das atribuições que lhe confere o art. 87, parágrafo único, incisos II e IV, da Constituição, tendo em vista o disposto no art. 31, § 1º, da Lei no 9.784, de 29 de janeiro de 1999, no art. 37, da Lei no 14.600, de 19 de junho de 2023, nos arts. 18, inciso IV, e 27, inciso II, do Decreto no 12.002, de 22 de abril de 2024, e o que consta do Processo no 48370.000163/2024-96, resolve:	
173.317	Art. 1º Divulgar, para Consulta Pública, proposta de Portaria Normativa que estabelece diretrizes para operação em condição diferenciada de usinas termoeletricas para atendimento de potência no Sistema Interligado Nacional - SIN.	
173.318	Parágrafo único. Os documentos e as informações pertinentes podem ser obtidos na página do Ministério de Minas e Energia na internet, no endereço eletrônico www.gov.br/mme , Portal de Consultas Públicas, e no Portal Eletrônico Participe + Brasil.	
173.319	Art. 2º As contribuições dos interessados para o aprimoramento da proposta de que trata o art. 1º serão recebidas pelo Ministério de Minas e Energia, por meio dos citados Portais, até o dia 7 de outubro de 2024.	
173.320	Art. 3º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.	
173.321	ALEXANDRE SILVEIRA	
173.322	ANEXO	
173.323	MINUTA DE PORTARIA NORMATIVA GMMME No. DE DE 2024	
173.324	Estabelece diretrizes para operação em condição diferenciada de usinas termoeletricas para atendimento de potência no Sistema Interligado Nacional.	
173.325	O MINISTRO DE ESTADO DE MINAS E ENERGIA, no uso das atribuições que lhe confere o art. 87, parágrafo único, incisos II e IV, da Constituição, tendo em vista o disposto no art. 37, da Lei no 14.600, de 19 de junho de 2023, e o que consta do Processo no 48370.000163/2024-96, resolve:	
173.326	Art. 1º Fica estabelecido as diretrizes para operação de usinas termoeletricas em condição diferenciada para atendimento de potência no Sistema Interligado Nacional - SIN.	
173.327	§ 1º A operação das usinas termoeletricas em condição diferenciada visa prover recursos adicionais ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, contribuindo com a garantia e a segurança do suprimento eletroenergético nacional, observada a minimização do custo total de operação do SIN.	
173.328	§ 2º As disposições desta Portaria Normativa aplicam-se às usinas termoeletricas em operação comercial despachadas centralizadamente pelo ONS e disponíveis para atendimento ao SIN, com exceção daquelas que já tenham iniciado o suprimento em atendimento a Contratos de Potência de Reserva de Capacidade - CRCAP.	
173.329	§ 3º Excepcionalmente, a disponibilidade mencionada no § 2º não será considerada como critério restritivo à participação na modalidade disposta nesta Portaria Normativa por usinas termoeletricas que não possuam contrato de comercialização de energia elétrica vigente.	
173.330	Art. 2º Considerar-se-á como condição diferenciada, para fins do disposto nesta Portaria Normativa, a operação das usinas termoeletricas com parâmetros distintos das condições técnicas declaradas pelos agentes para os processos de otimização energética e de formação de preço de energia elétrica, reguladas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, bem como as previstas nos contratos vigentes.	
173.331	Parágrafo único. As disposições do caput abrangem a utilização de parâmetros de unit commitment termoeletrico conforme descrito a seguir, de forma a adequar a flexibilidade operativa às necessidades do SIN:	
173.332	I - tempo mínimo de permanência na condição ligado ("T-on") menor ou igual a oito horas, que inclui o tempo necessário para as rampas que tratam os incisos III e IV;	
173.333	II - tempo mínimo de permanência na condição desligado ("T-off") menor ou igual a oito horas;	
173.334	III - tempo total considerando a rampa de acionamento (tempo de sincronismo e transição entre geração nula e Gmin) e a rampa de tomada de carga (transição entre Gmin e Gmax), menor ou igual a duas horas ;	
173.335	IV - tempo total considerando a rampa de desligamento (transição entre Gmin e geração nula) e a rampa de alívio de carga (transição entre Gmax e Gmin) menor ou igual a uma hora ; e	
173.336	V - razão entre a geração mínima e a geração máxima de cada unidade geradora ("Gmin/Gmax") menor ou igual a setenta por cento .	
173.337	Art. 3º Os agentes termoeletricos que estejam adimplentes com as obrigações setoriais, inclusive junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, cujas usinas possam operar em condição diferenciada, observado o disposto no art. 2º, e que tenham interesse nessa modalidade, deverão apresentar ao ONS ofertas de preço, em R\$/MWh, e quantidade de produtos de potência , conforme procedimentos descritos em rotina operacional provisória.	



CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA MME Nº 173/2024
NOME DA INSTITUIÇÃO: ConEDPES Conselho de Consumidores da Espírito Santos Distribuição de Energia SA - EDP-ES
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: **Nota Técnica Nº 9/2024/CGME/DPME/SNEE de 23/09/2024.**

EMENTA: Proposta de diretrizes para operação em condição diferenciada de usinas termoeletricas para atendimento de potência. Proposta de Portaria Normativa que estabelece diretrizes para operação em condição diferenciada de usinas termoeletricas para atendimento de potência no Sistema Interligado Nacional - SIN

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
173.338	§ 1o Caberá ao ONS definir produtos de potência a serem observados pelos agentes ofertantes, contemplando as necessidades sistêmicas para acionamento de recursos no dia anterior ao despacho (D- 1) e em tempo real (D), bem como os prazos e as condições para o recebimento das ofertas.	
173.339	§ 2o As ofertas apresentadas deverão estabelecer o preço de entrega, que vigorará pelo período mínimo de quatro meses ou até a data de que trata o art. 14, o que ocorrer primeiro, sendo vedada a posterior reapresentação com majoração do preço para vigência em período coincidente, ainda que parcial.	
173.340	§ 3o As ofertas apresentadas deverão discriminar a parcela indexada a parâmetros associados ao preço do combustível, bem como todos os parâmetros necessários para a operacionalização da sua atualização com base na cotação do combustível, que será realizada mensalmente pela CCEE.	
173.341	§ 4o A apresentação de ofertas nos termos deste artigo não implicará na dispensa da manutenção da disponibilidade da respectiva usina para atendimento eletroenergético do SIN e não ensejará quaisquer alterações dos contratos vigentes.	
173.342	§ 5o A oferta de preço, em R\$/MWh, será limitada aos parâmetros de flexibilidade determinados no art. 2o e a operação que exceder estes parâmetros será classificada como inflexibilidade do agente termoeletrico.	
173.343	Art. 4o O aceite e a programação diários das ofertas de que trata o art. 3o deverão ser realizados pelo ONS de forma competitiva, observada a necessidade sistêmica e a minimização do custo total da operação do SIN, considerando os demais recursos disponíveis, não gerando compromissos de despacho para os demais dias vigentes da oferta apresentada.	
173.344	§ 1o A etapa de programação de que trata o caput deverá ser efetuada pelo ONS após o processamento do modelo de curtíssimo prazo e divulgada no Programa Diário de Operação - PDO, não devendo ser considerada na formação do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD.	
173.345	§ 2o Fica vedada a utilização da oferta de flexibilidade operativa de usina de que trata o art. 3o em substituição ao acionamento de recurso indicado pelo modelo de curtíssimo prazo conforme parâmetros definidos para o processo.	
173.346	Art. 5o Caberá ao ONS, conjuntamente com a CCEE, estabelecer critérios e avaliar o cumprimento da geração realizada compatível com a oferta despachada, considerando as características associadas ao produto de potência ofertado.	
173.347	Art. 6o A energia elétrica resultante da operacionalização desta Portaria Normativa será liquidada no Mercado de Curto Prazo - MCP em favor do gerador e será valorada considerando o preço da oferta e o PLD, não representando entrega associada a compromissos contratuais.	
173.348	§ 1o Apenas a geração realizada compatível com a oferta despachada, conforme avaliação de que trata o art. 5o, será valorada pelo preço ofertado.	
173.349	§ 2o Caso o preço da oferta seja superior ao PLD, a diferença entre o preço da oferta e o PLD será paga por meio do Encargo de Serviço de Sistema - ESS, conforme dispõe o art. 59 do Decreto no 5.163, de 30 de julho de 2004.	Comentário. Consumidores regulados já são os que mais pagam pela garantia sistêmica. Os consumidores livres que usam energia incentivada, notadamente eólica e solar, tem desconto de 50% na TUST e TUSD, que são pagos pelos consumidores do ACR. Além disso os prossumidores de MMGD também não pagam nada desse custo da garantia sistêmica e devem ser instados a contribuir também. Portanto os custos não podem ser simplesmente alocados ao Encargo de Serviço de Sistema (ESS), mas sim a quem deu causa.
173.350	§ 3o Caso o preço da oferta seja inferior ao PLD, o excedente financeiro deverá ser apurado na contabilização do MCP pela CCEE e revertido em benefício da conta de ESS.	Comentário. Os excedentes também devem ser alocados a quem efetivamente contribuiu para o pagamento dos custos de contratação.
173.351	§ 4o No que se refere às disposições desta Portaria, os agentes termoeletricos não estarão sujeitos ao rateio da inadimplência no MCP, resultante do processo de contabilização no âmbito da CCEE.	
173.352	§ 5o Poderá ocorrer flexibilização para utilização posterior, sob ordem do ONS, considerando a possibilidade de suprimento por geração renovável (solar e eólica).	Incluir parágrafo para possibilitar que em situações em que a carga de ponta esteja suprida por fonte solar ou eólica o despacho de carga seja transferido para outra ocasião que seja de fato necessário, com comando do ONS.
173.353	Art. 7o As penalidades relacionadas ao desvio da geração realizada em relação à oferta despachada, considerando o disposto no art. 5o, deverão ser definidas nos procedimentos e nas regras de operação e comercialização, contemplando, dentre outras, e desde que caracterizada causa não sistêmica, o pagamento de montante financeiro associado à variação entre a oferta despachada e a geração realizada, em período de apuração a ser definido, valorada pela diferença entre o preço da oferta e o PLD.	
173.354	Parágrafo único. Na operacionalização desta Portaria Normativa, as usinas participantes que não possuam contrato de comercialização de energia elétrica vigente ficam dispensadas da aplicação da penalidade por falha no suprimento de combustível de que trata a Resolução CNPE no 18, de 8 de junho de 2017, bem como da apuração relacionada aos parâmetros regulatórios de taxas de indisponibilidade e respectivos impactos na garantia física das usinas.	
173.355	Art. 8o Fica vedado o pagamento do Encargo por Restrição de Operação por Constrained-Off à usina termoeletrica que tiver oferta aceita e programada nos termos do art. 4o.	
173.356	Art. 9o As usinas termoeletricas contratadas e que façam jus ao recebimento de Receita Fixa pelos consumidores de energia elétrica brasileiros deverão arcar com pagamento de montante financeiro, cujo valor será proporcional e limitado à sua Receita Fixa, caso haja, pro rata temporis ao seu despacho na modalidade desta Portaria Normativa, conforme metodologia estabelecida pela CCEE.	Comentário. Consumidores regulados já são os que mais pagam pela garantia sistêmica. Os consumidores livres que usam energia incentivada, notadamente eólica e solar, tem desconto de 50% na TUST e TUSD, que são pagos pelos consumidores do ACR. Além disso os prossumidores de MMGD também não pagam nada desse custo da garantia sistêmica e devem ser instados a contribuir também. Portanto os custos não podem ser simplesmente alocados ao Encargo de Serviço de Sistema (ESS), mas sim a quem deu causa.
173.357	§ 1o O pagamento do montante financeiro de que trata o caput será destinado como recurso à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias, quando associado a usinas contratadas no ACR, ou à Conta de Energia de Reserva, quando associado a usinas contratadas na forma de energia de reserva.	
173.358	§ 2o A CCEE deverá divulgar o resultado financeiro de que trata o § 1o mensalmente.	
173.359	Art. 10. Caberá à ANEEL, com base em informações do ONS e da CCEE relativas à operacionalização desta Portaria Normativa, identificar práticas abusivas de poder de mercado e estabelecer as respectivas possibilidades de atuação, vedações e sanções cabíveis.	
173.360	Art. 11. A CCEE e o ONS, respectivamente, deverão disponibilizar as regras e procedimentos de comercialização e operação para a operacionalização do disposto nesta Portaria Normativa.	
173.361	Parágrafo único. As regras e procedimentos de que trata o caput serão eficazes desde sua edição e sua posterior aprovação pela Aneel e não ensejará recontabilização.	
173.362	Art. 12. O ONS e a CCEE deverão divulgar relatórios com os resultados da operacionalização desta Portaria Normativa.	
173.363	Art. 13. O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE poderá estabelecer diretrizes adicionais às disposições desta Portaria Normativa, inclusive sobre preço teto para esta modalidade, a partir de recomendações das instituições setoriais, para garantir a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético, observada a modalidade tarifária.	
173.364	Art. 14. As diretrizes desta Portaria Normativa terão validade até 31 de março de 2025.	
173.365	Art. 15. Esta Portaria Normativa entra em vigor na data de sua publicação.	
173.366	ALEXANDRE SILVEIRA	