



CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 175/2024
NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PAULISTA Conselho de Consumidores da CPFL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica Nº 131/2024/DPOG/SNTEP de 26/08/2024.

EMENTA: Proposta alteração os parâmetros que devem ser utilizados na aplicação das métricas do critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade no atendimento à potência no Sistema, estabelecidas no art. 1º da Resolução CNPE nº 29, de 12 de dezembro de 2019.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

	TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
175.1	MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA NOTA TÉCNICA Nº 131/2024/DPOG/SNTEP		
175.2	PROCESSO No 48340.001550/2024-05		
175.3	INTERESSADO: OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE		
175.4	1. ASSUNTO		
175.5	1.1. Parâmetros utilizados na aplicação das métricas do critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à potência no sistema, estabelecidos na Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) no 29, de 12 de dezembro de 2019.		
175.6	2. REFERÊNCIAS		
175.7	2.1. Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997;		
175.8	2.2. Lei no 10.848, de 15 de março de 2004;		
175.9	2.3. Relatório Final GT Modernização - Critérios de Suprimento (SEI no 0454328);		
175.10	2.4. Resolução CNPE no 29, de 2019 (SEI no 0369531);		
175.11	2.5. Portaria MME no 59, de 11 de fevereiro de 2020 (SEI no 0372987);		
175.12	2.6. Lei no 14.600, de 19 de junho de 2023;		
175.13	2.7. Decreto no 11.492, de 17 de abril de 2023;		
175.14	2.8. Balanço Energético Nacional (BEN) 2020 (SEI no 0941564);		
175.15	2.9. BEN 2024 (SEI no 0941566);		
175.16	2.10. Apresentação Caderno Estudos PDE 2034 - Requisitos de Energia e Potência (SEI no 0941787);		
175.17	2.11. Relatório Final GT Modernização - Critérios de Suprimento (SEI no 0454328).		
175.18	2.12. Atas de Reunião do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE); e		
175.19	2.13. Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN 2024-2028 (SEI no 0941610);		
175.20	3. SUMÁRIO EXECUTIVO		
175.21	3.1. Em dezembro de 2019, o CNPE definiu o critério geral de garantia de suprimento aplicável aos estudos de expansão da oferta e do planejamento da operação do sistema elétrico interligado, bem como ao cálculo das garantias físicas de energia e potência de um empreendimento de geração de energia elétrica, por meio da Resolução CNPE no 29, de 2019 (SEI no 0369531) .		
175.22	3.2. No que tange à aferição da adequabilidade do atendimento à potência no sistema, os critérios definidos para garantia de suprimento para foram:		
175.23	• risco explícito de insuficiência de oferta de potência (LOLP) , do inglês Loss of Load Probability; e		
175.24	• valor esperado de insuficiência da oferta de potência (Potência Não Suprida - PNS) condicionado a determinado nível de confiança (CVaR) .		
175.25	3.3. Também ficou definido no art. 3o da Resolução do CNPE no 29, de 2019, que cabe ao MME determinar, por meio de Portaria, os limites máximos e níveis de confiança para cada uma das métricas de risco:		
175.26	<i>Art. 3o Caberá ao Ministério de Minas e Energia determinar, por meio de Portaria, os limites máximos e níveis de confiança para cada uma das métricas de risco definidas nos arts. 1o e 2o.</i> <i>Parágrafo único. O Ministério de Minas e Energia deverá avaliar periodicamente, ou na ocorrência de fatos relevantes, a necessidade de revisão dos parâmetros associados às métricas de risco estabelecidas nos arts. 1o e 2o, sejam eles os níveis de confiança ou os limites máximos.</i>		
175.27	3.4. Na ocasião, a Portaria MME no 59/2020 (SEI no 0372987) definiu os parâmetros relacionados aos critérios de suprimento de energia e potência, com base nos estudos de planejamento energético publicados à época.		
175.28	3.5. A Portaria definiu como parâmetros que devem ser utilizados na aplicação das métricas do critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade no atendimento à potência no sistema:		
175.29	• Para o risco explícito de insuficiência de oferta de potência (LOLP), calculado em base anual, o limite seria de 5% para o Sistema Interligado Nacional (SIN) ; e		
175.30	• Para o valor esperado de insuficiência da oferta de potência (PNS), condicionado ao nível de confiança de 5%, CVaR5%(PNS) , calculado em base mensal, o limite seria de 5% da demanda máxima instantânea do SIN.		
175.31	3.6. Nesse sentido, a nota Técnica 4/202/DIE/SPE (SEI n 0369523), a qual embasou a publicação da Portaria MME no 59, de 2020, estabeleceu que o MME deve determinar os parâmetros associados às quatro métricas listadas acima, além de avaliar periodicamente, ou na ocorrência de fatos relevantes, a necessidade de sua revisão. (grifo nosso)		
175.32	3.7. Desde 2020, o sistema elétrico tem vivenciado alterações significativas na composição de sua matriz de geração de energia elétrica. Adicionalmente, nas reuniões do CMSE, vêm sendo discutidos frequentemente momentos de necessidade de potência no SIN .	Comentário	Mudança significativa na matriz foi a outorga pela Aneel de 146,37GW de usinas geradoras de fonte solar intermitente (UFV) e mais 56,27 GW de usinas geradoras de fonte eólica intermitente (EOL) em um total outorgado de 406,24 GW em todas as fontes. Sendo que, de construção ainda não iniciada, temos hoje (outubro/2024) no SIN 124,52 GW de UFV e 20,91 GW de EOL em um total de 147,91 GW de construção não iniciada. Um grave problema é que as fontes intermitentes Solar e Eólica representarão 50% da matriz elétrica do SIN e estão sendo implantadas em sua grande maioria para atendimento ao mercado livre impondo o pagamento de significativos subsídios ao mercado cativo. Soma-se a tudo isso 33 GW de geração solar distribuída na forma de compensação de energia (isento de encargos e custos de transmissão e distribuição) que também terá necessidade de potência na falta do sol. Entendemos que o MME deve concentrar esforços em alocar os custos da necessidade de potência aos consumidores que alocaram essas fontes notadamente os do mercado livre altamente concentrado nas fontes solar e eólica.
175.33	3.8. Ademais, recentes estudos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) evidenciam uma maior necessidade de recursos de potência , em especial nos momentos de eventos climáticos extremos . O tema de mudanças climáticas é um elemento importante na agenda governamental, em especial na construção do Plano Clima e em estudos de planejamento conduzidos pela EPE.		
175.34	3.9. Assim, esta Nota Técnica apresenta uma Análise de Impacto Regulatório (AIR) para reavaliar os parâmetros dos critérios de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade no atendimento à potência no sistema e propõe, ao final, a avaliação por parte do Ministro de Minas e Energia, da alteração do parâmetro atualmente disposto .		
175.35	4. ANÁLISE		
175.36	AIR		
175.37	Problema Regulatório		
175.38	4.1. Calibração dos parâmetros dos critérios de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à potência, devido à necessidade de aumento da confiabilidade do atendimento à potência no SIN.		
175.39	Base Legal		
175.40	4.2. A Lei no 9.478, de 1997 , dispõe sobre a Política Energética Nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o CNPE e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis e dá outras providências. Segundo o art. 2o, o CNPE sugeriu a adoção de medidas necessárias para garantir o atendimento à demanda nacional de energia elétrica, considerando o planejamento de longo, médio e curto prazos.		



CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 175/2024
NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PAULISTA Conselho de Consumidores da CPFL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica Nº 131/2024/DPOG/SNTEP de 26/08/2024.

EMENTA: Proposta alteração os parâmetros que devem ser utilizados na aplicação das métricas do critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade no atendimento à potência no Sistema, estabelecidas no art. 1º da Resolução CNPE nº 29, de 12 de dezembro de 2019.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

	TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO																		
175.41	4.3. A Lei nº 10.848, de 2004, no art. 1º, versa sobre a comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores, no SIN, sendo que de acordo com o inciso X, deste mesmo art. essa comercialização deve estar baseada em critérios gerais de garantia de suprimento de energia elétrica que assegurem o equilíbrio adequado entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços, propostos pelo CNPE.																				
175.42	4.4. O CNPE, por meio da Resolução nº 29, de 2019 (SEI nº 0369531), definiu o critério geral de garantia de suprimento aplicável aos estudos de expansão da oferta e do planejamento da operação do sistema elétrico interligado, bem como ao cálculo das garantias físicas de energia e potência de um empreendimento de geração de energia elétrica.																				
175.43	4.5. O art. 3º dessa Resolução, estabelece competência para o MME determinar, por meio de Portaria, os limites máximos e níveis de confiança para cada uma das métricas de risco definidas:																				
175.44	Art. 3º Caberá ao Ministério de Minas e Energia determinar, por meio de Portaria, os limites máximos e níveis de confiança para cada uma das métricas de risco definidas nos arts. 1º e 2º																				
175.45	Parágrafo único. O Ministério de Minas e Energia deverá avaliar periodicamente, ou na ocorrência de fatos relevantes, a necessidade de revisão dos parâmetros associados às métricas de risco estabelecidas nos arts. 1º e 2º, sejam eles os níveis de confiança ou os limites máximos.																				
175.46	4.6. Na ocasião, a portaria MME nº 59/2020 definiu os parâmetros relacionados aos critérios de suprimento de energia e potência, com base nos estudos de planejamento energético publicados à época.																				
175.47	4.7. A Lei nº 14.600, de 2023, fruto da conversão da Medida Provisória (MPV) no 1.154, de 1º de janeiro de 2023, ao estabelecer a organização básica dos órgãos da Presidência da República e dos Ministérios, constituiu, como área de competência do MME, conforme inciso IV do art. 37, "diretrizes para o planejamento dos setores de minas e de energia".																				
175.48	4.8. Por sua vez, o Decreto no 11.492, de 2023, em seu art. 22, determina competência ao Departamento de Planejamento e Outorgas de Geração de Energia Elétrica (DPOG) para "subsidiar a elaboração das políticas de geração de energia elétrica e promover a sua integração nos âmbitos interno e externo ao Ministério", bem como para "orientar e propor as diretrizes para expansão do sistema elétrico, com foco na oferta de geração e armazenamento de energia elétrica, bem como o balanço oferta e demanda".																				
175.49	4.9. 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 no que tange aos parâmetros relativos ao critério de suprimento de potência, não sendo objeto desta avaliação parâmetros, que devem ser utilizados na aplicação das métricas do critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade no atendimento à energia no sistema.																				
175.50	Motivos para Enfrentamento do Problema Regulatório e Objetivos a Serem Alcançados																				
175.51	Alterações da matriz de geração de energia elétrica																				
175.52	• Para o risco explícito de insuficiência de oferta de potência (LLOLP, calculado em base anual, o limite de 5% para o SIN; e																				
175.53	• Para o valor esperado de insuficiência da oferta de potência (PNS), condicionado ao nível de confiança de 5%, CVar5%(PNS), calculado em base mensal, o limite de 5% da demanda máxima instantânea do SIN.																				
175.54	4.11. Com base nesses critérios, é que são realizados os estudos para atendimento ao requisito de potência no SIN, como por exemplo, aqueles trazidos no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), bem como os leilões de contratação de reserva de capacidade, na forma de potência.																				
175.55	4.12. Desde 2020, o sistema elétrico tem vivenciado alterações significativas na composição de sua matriz de geração de energia elétrica. Segundo o BEN 2020, a participação de renováveis na oferta interna de energia elétrica do Brasil atingiu 83,0% em 2019, com grande expansão de usinas eólicas, cerca de 15.378 MW. Naquele ano, a energia solar representava apenas 1,0% da energia gerada.	Comentário	Mudança significativa na matriz foi a outorga pela Aneel de 146,37GW de usinas geradoras de fonte solar intermitente (UFV) e mais 56,27 GW de usinas geradoras de fonte eólica intermitente (EOL) em um total outorgado de 406,24 GW em todas as fontes. Sendo que, de construção ainda não iniciada, temos hoje (outubro/2024) no SIN 124,52 GW de UFV e 20,91 GW de EOL em um total de 147,91 GW de construção não iniciada. Um grave problema é que a as fontes intermitentes Solar e Eólica representarão 50% da matriz elétrica do SIN e estão sendo implantadas em sua grande maioria para atendimento ao mercado livre impondo o pagamento de significativos subsídios ao mercado cativo. Soma-se a tudo isso 33 GW de geração solar distribuída na forma de compensação de energia (isento de encargos e custos de transmissão e distribuição) que também terá necessidade de potência na falta do sol. Entendemos que o MME deve concentrar esforços em alocar os custos da necessidade de potência aos consumidores que alocaram essas fontes notadamente os do mercado livre altamente concentrado nas fontes solar e eólica.																		
175.56	4.13. Em 2023, conforme o BEN 2024, a participação de renováveis na matriz elétrica ficou em 89,2%. Um acréscimo considerável em relação a 2020, impulsionado pela maior participação de usinas eólicas e fotovoltaicas na matriz elétrica brasileira.																				
175.57	<table border="1"><caption>Renovabilidade da matriz elétrica brasileira</caption><thead><tr><th>Ano</th><th>Renováveis (%)</th><th>Não renováveis (%)</th></tr></thead><tbody><tr><td>Brasil (2023)</td><td>93,0%</td><td>7,0%</td></tr><tr><td>Brasil (2022)</td><td>89,2%</td><td>10,8%</td></tr><tr><td>Brasil (2021)</td><td>87,9%</td><td>12,1%</td></tr><tr><td>Mundo (2021)</td><td>28,7%</td><td>71,3%</td></tr><tr><td>OCDE (2022)</td><td>32,5%</td><td>67,5%</td></tr></tbody></table> <p>No cálculo da renovabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN) foram excluídos os Sistemas Isolados, a Importação de Eletricidade, a Autoprodução não-injetada na rede e a MMGD.</p>	Ano	Renováveis (%)	Não renováveis (%)	Brasil (2023)	93,0%	7,0%	Brasil (2022)	89,2%	10,8%	Brasil (2021)	87,9%	12,1%	Mundo (2021)	28,7%	71,3%	OCDE (2022)	32,5%	67,5%		
Ano	Renováveis (%)	Não renováveis (%)																			
Brasil (2023)	93,0%	7,0%																			
Brasil (2022)	89,2%	10,8%																			
Brasil (2021)	87,9%	12,1%																			
Mundo (2021)	28,7%	71,3%																			
OCDE (2022)	32,5%	67,5%																			
175.58	Figura 1 - Renovabilidade da matriz elétrica brasileira Fonte: EPE - Balanço Energético Nacional 2024 (SEI nº 0941566)																				
175.59	4.14. O comparativo da contribuição de cada fonte para a geração de energia elétrica no sistema elétrico brasileiro evidencia o crescimento de fontes não controláveis como a eólica e a fotovoltaica, com uma diminuição da participação de geração com aptidão para fornecimento de potência, tais como como a hidráulica e a termelétrica.																				

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

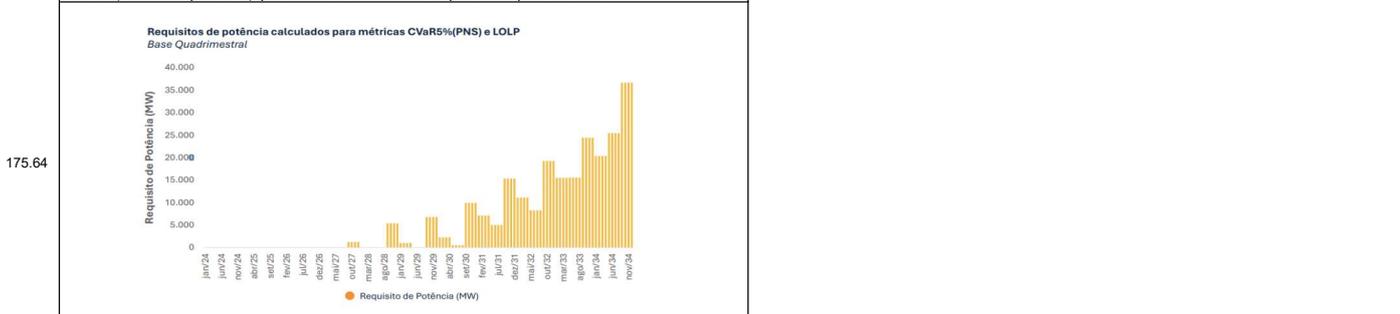
TEXT/MME	TEXT/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
----------	------------------	---------------------------



175.60
175.61 **Figura 2 - Composição da geração em 2023 da matriz elétrica brasileira Fonte: EPE - Balanço Energético Nacional 2024 (SEI no 0941566)**

175.62 4.15. À medida que o sistema elétrico evolui, a EPE tem evidenciado cada vez mais, nos PDEs, a necessidade de potência para atender às demandas do Sistema. Essa necessidade é naturalmente prevista e planejada, sendo suprida por meio dos Leilões de Reserva de Capacidade na forma de Potência (LRCAPs), com início de suprimento nos anos em que a necessidade de potência é identificada, como foi o caso da contratação do LRCAP de 2021.

175.63 4.16. A Figura 3, apresenta-se o conteúdo do caderno de estudos do PDE 2034 - Requisitos de Energia e Potência, elaborado pela EPE, que destaca a necessidade de potência a partir de 2027:



175.64
175.65 **Figura 3 - Requisitos de potência do SIN - Fonte: Apresentação Caderno Estudos PDE 2034 - Requisitos de Energia e Potência (SEI no 0941787)**

175.66 **Eventos de necessidade de potência e resiliência climática - CMSE**

175.67 4.17. O sistema tem vivenciado momentos de estresse para atendimento de potência. Situações conjunturais de maior restrição de geração ou de aumento de demanda horária vem se apresentado com maior frequência.

175.68 4.18. Desde 2023, o CMSE vem apontando a necessidade de recursos energéticos adicionais, sugerindo a utilização de soluções energéticas de forma extraordinária.

175.69 4.19. A cronologia dos fatos aqui relatada foi construída a partir dos relatos das Atas e Notas Informativas do Comitê, disponíveis no site do MME.

175.70 4.20. Na 277ª Reunião do CMSE, em maio de 2023, o ONS identificou a probabilidade de aproximadamente 50% para a ocorrência do fenômeno El Niño no 2º semestre de 2023. Nesse caso, os efeitos típicos no Brasil estão associados à ocorrência de temperaturas acima da média nas regiões Sudeste e Centro-Oeste e ao aumento da precipitação no Sul, principalmente, na primavera.

175.71 4.21. Devido ao El Niño, foram observados ciclones na região Sul em julho daquele ano, conforme relatado na 281ª Reunião do CMSE, em agosto de 2023. O Operador destacou que entre 11 e 12 de julho de 2023, a região apresentou condições de tempo severo, com registro de rajadas de vento e elevação de precipitação, correspondendo a mais de 50% do esperado para aquele mês. Nessa reunião, foi destacada a ocorrência da "Curva do Pato" no SIN aos domingos, caracterizado com a coincidência da entrada de carga com a redução de geração eólica e solar, com destaque para o crescimento massivo da Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD). O atendimento à rampa de carga foi feito predominantemente com geração hidrelétrica, alocada para atendimento de potência.

175.72 4.22. Na 282ª Reunião do Comitê, o Operador indicou que, desde agosto de 2023, verificava-se a permanência de onda de calor e consequente elevação das temperaturas em todas as capitais, com valores acima da média histórica em diversos pontos. Já na Região Sul, a atuação de sistema de baixa pressão e de duas frentes frias no início de setembro resultaram em elevação de precipitação no Rio Grande do Sul. Ainda foi observado que agosto foi o terceiro mês consecutivo a registrar recorde de temperatura no mundo, após os meses de junho e julho terem sido os mais quentes de todo o histórico. O ONS destacou novamente a ocorrência da "Curva do Pato" no SIN aos domingos.

175.73 4.23. Nessa reunião também foi destacado o prospectivo para atendimento de potência, havendo, no cenário inferior de Energia Armazenada (EAR), projeção de necessidade de geração térmica para ponta de demanda, de outubro de 2023 a janeiro de 2024, na ocorrência de cenários de baixa performance eólica e carga elevada. No cenário superior de EAR, tal necessidade seria em outubro e novembro, também nas situações de baixa performance eólica e carga elevada.

175.74 4.24. A Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA) relatou preocupação com relação aos efeitos da seca na região Norte do País, principalmente os impactos nas usinas hidrelétricas.

175.75 4.25. Na 283ª Reunião do CMSE, em outubro de 2023, foi reconhecida a severidade da crise hidrológica de seca na Região Norte do País, especialmente a situação vivenciada na Bacia do Rio Madeira, com risco de comprometimento do atendimento aos Estados do Acre e de Rondônia. Na ocasião, o ONS acrescentou que a situação hidrometeorológica da bacia do rio Madeira era crítica, com a verificação de baixas vazões e paralisação inicial das máquinas de cinco pás da Usina Hidrelétrica (UHE) Santo Antônio, com posterior paralisação das demais máquinas, culminando em total desligamento da usina. Com esse evento, houve a redução do critério de confiabilidade elétrica para o sistema Acre/Rondônia.

175.76 4.26. A fim de mitigar os efeitos do desligamento da usina, foi deliberada a necessidade de adotar medidas necessárias à retomada da disponibilidade das usinas Termonorte I e II na região.

175.77 4.27. Diante do ocorrido, o CMSE incumbiu a Secretaria Nacional de Transição Energética e Planejamento (SNTEP) de, com apoio técnico da EPE e do ONS, coordenar estudos para avaliação da resiliência do sistema elétrico nos Estados do Acre e de Rondônia, visando a sua capacidade de manter o atendimento eletroenergético em futuros cenários de escassez hídrica e cheias extraordinárias nas bacias do Rio Madeira, em Rondônia, e do Rio Araguaari, no Amapá, e propor medidas de aprimoramento do planejamento, inclusive a eventual contratação de expansão de geração na região.

175.78 4.28. Na 285ª Reunião do Comitê, em novembro de 2023, a ANA apresentou os impactos do fenômeno El Niño sobre os recursos hídricos na Região Norte. Segundo relatado pelo ONS, no rio Madeira, esta condição acabou levando à paralisação da UHE Santo Antônio no início de outubro e das UHEs Cacheira Caldeirão e Ferreira Gomes, na bacia do Araguaari, em outubro e novembro.

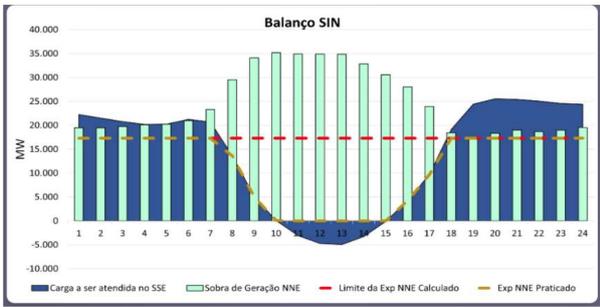
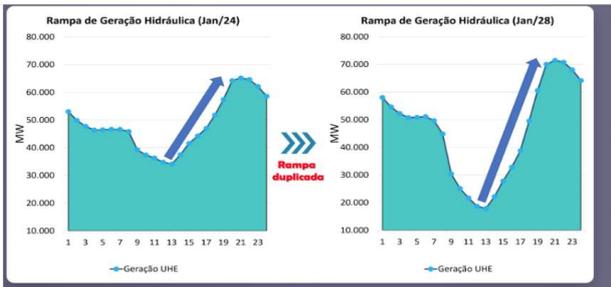
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

	TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
175.79	4.29. Sobre o atendimento de potência em outubro de 2023, o ONS relatou que houve eventos inesperados devido ao aumento de temperatura. Nos dias 5, 23, 24, 25, 26, 30 e 31 de outubro, em função das elevadas temperaturas, carga elevada e condição de oferta mais reduzida observou-se a elevação do Custo Marginal de Operação (CMO) nos horários de ponta da carga. O maior pico de CMO atingiu valores da ordem de R\$ 850/MWh, em 25 de outubro, em todos os subsistemas. Assim, considerando o estudo prospectivo, o ONS apontou uma projeção de necessidade de geração térmica adicional, em horários de pico de demanda, em novembro e dezembro de 2023 e em abril de 2024, na ocorrência de cenários de baixa performance eólica e carga elevada.		
175.80	4.30. Na 286ª Reunião do CMSE, em dezembro de 2023, houve apresentação, pelo ONS, de melhora no comportamento das vazões naturais verificadas no rio Madeira (UHE Santo Antônio), contendo histórico das principais ações realizadas, desde 1º de outubro de 2023 até 1º de dezembro de 2023, quando ocorreu o início da recuperação do reservatório (até o atingimento do nível mínimo operacional na cota de 70,50 m). Entretanto, o mesmo não aconteceu na bacia do rio Araguari no Amapá, com episódios de desligamento das usinas hidrelétricas da região.		
175.81	4.31. Adicionalmente, devido a onda de calor que perdurou nas regiões Sudeste e Centro-Oeste no período de 8 a 19 de novembro, a mais intensa e persistente da primavera, foram verificados recordes da carga do subsistema Sudeste/Centro - Oeste, sendo que, em 13 de novembro, a carga do País superou pela primeira vez os 100.000 MW. O ONS acrescentou que nos dias 13, 14, 15, 16, 17, 18 e 19 de novembro e 3, 5, 9, 17, 18 e 19 de dezembro, em função das elevadas temperaturas, carga elevada e condição de oferta de geração mais reduzida, observou-se a elevação do CMO nos horários de ponta da carga, atendidos com geração hidrelétrica e termelétrica. Ainda, em 7 dias de novembro e em 5 dias de dezembro houve importação comercial, emergencial e devolução de oportunidade, chegando a 1.000 MW, para atendimento à ponta de carga.		
175.82	4.32. Nessa reunião, em virtude de preocupação com o atendimento de potência do SIN, nos próximos meses, o CMSE iria avaliar, na próxima reunião, a possibilidade de otimizar os recursos energéticos entre os subsistemas Sul e Sudeste/Centro - Oeste para atendimento à ponta de carga, sendo uma das medidas adicionais para evitar o comprometimento da reserva operativa.		
175.83	4.33. Na 287ª Reunião do CMSE, em janeiro de 2024, o Operador trouxe a avaliação do atendimento a ponta de carga para o começo do ano, indicando que, no limite inferior dos estudos prospectivos, com coincidência de carga elevada e baixa geração nas usinas eólicas, haveria necessidade de recursos adicionais, existentes, mas não considerados nos estudos , para evitar o uso da reserva operativa. Dentre esses recursos adicionais, foram citados:		
175.84	(i) a antecipação de despacho de usinas termelétricas que não conseguem iniciar operação em menos de 24 horas (rampas longas);		
175.85	(ii) a operação do rio São Francisco para atendimento à ponta;		
175.86	(iii) a maximização da disponibilidade de geração e da transmissão;		
175.87	(iv) a resposta da demanda (RD);		
175.88	(v) a importação de energia elétrica dos países vizinhos;		
175.89	(vi) o uso de usinas termelétricas a GNL, em configuração de ciclo aberto, e Merchant sem CVU calculado.		
175.90	4.34. Diante desse cenário, o CMSE deliberou pela articulação com os agentes setoriais de modo a buscar a maximização dos recursos energéticos para atendimento à ponta de carga em janeiro de 2024 ou enquanto perdurar a condição hidrológica desfavorável na região Norte do país, de modo a aumentar a disponibilidade de potência do SIN, garantindo o suprimento eletroenergético e a otimização dos custos de operação.		
175.91	4.35. Na 288ª Reunião do CMSE, o ONS informou que em 8, 9 e 18 de janeiro de 2024, em função das condições do sistema, observou-se a elevação do CMO nos horários de ponta da carga (maior demanda). Em 18 de janeiro de 2024, registrou-se o maior valor de CMO, na ordem de R\$ 230/MWh, no Sudeste/Centro-Oeste. Ainda, durante 24 dias de janeiro, ocorreu importação de energia elétrica nas modalidades comercial, emergencial e devolução de energia de oportunidade, contabilizando 519 MW med no mês e chegando ao valor máximo de quase 2.500 MW.		
175.92	4.36. Na 289ª Reunião do CMSE, em março de 2024, foi destacada a ocorrência de recorde da demanda instantânea de carga no SIN, quando em 07/02/2024, às 14h20, foi registrado o valor de 101.860 MW.		
175.93	4.37. Na 290ª Reunião do CMSE, em abril de 2024, foi mencionado novo recorde da demanda instantânea de carga no SIN, ocorrido em 15/03/2024, às 16h31, no valor de 102.477 MW.		
175.94	4.38. Na 293ª Reunião do CMSE, em julho de 2024, considerando o cenário apresentado pelo ONS e tendo em vista a expectativa de aumento dos requisitos sistêmicos relacionados ao atendimento de potência no segundo semestre de 2024, coincidente com o período tipicamente seco do SIN, o CMSE avaliou alternativas para o aumento da disponibilidade desses recursos, a serem utilizados pelo Operador em situações específicas e justificadas. Sobre o assunto, foi mencionada a característica das usinas termelétricas a Gás Natural Liquefeito (GNL), cujo despacho ordinário tem que ser realizado de maneira antecipada pelo ONS, conforme contratos vigentes, e a possibilidade de operação desses empreendimentos com maior flexibilidade em configurações diferenciadas, sendo novamente deliberado para que o Operador articulasse com os agentes setoriais de modo a buscar a maximização dos recursos energéticos para atendimento à ponta de carga.		
175.95	4.39. Por fim, na 294ª reunião, em agosto de 2024, foram aprovadas ações para a maximização de recursos para o atendimento à ponta do SIN, considerando o atual cenário de hidrologia no Norte do Brasil. Segundo o ONS, os estudos prospectivos demonstraram, para uma coincidência de carga elevada e baixa geração nas usinas eólicas, a necessidade de mobilização de recursos adicionais para manutenção dos critérios de confiabilidade no atendimento, no período de carga líquida mais elevada (final da tarde e início da noite).		
175.96	4.40. Assim, o Operador indicou para os próximos meses a utilização de geração termelétrica, Resposta Voluntária da Demanda (RVD) e importação de energia elétrica da Argentina e Uruguai, para fins de complemento ao atendimento à ponta de carga do sistema, considerando sempre a utilização gradativa dos recursos em ordem crescente de custos. A recomendação previu a mobilização dos agentes de geração e de transmissão para garantir máxima disponibilidade durante o período seco de 2024, incluindo, dentre outras, a mi ni za çã o do de s pa c h o das usinas hidrelétricas da região Norte, de a cordo c om a necessida de eletroenergética do SIN, com o intuito de preservação do recurso para atendimento à ponta de carga nos meses de outubro e novembro/2024, além de manter o monitoramento diário das condições da Bacia do Rio Madeira.		
175.97	4.41. Em relação à ação deliberada para a SNTEP na 283ª Reunião do CMSE, informa-se que o estudo de resiliência climática para o Acre/Rondonia teve seu plano de ação proposto ao Comitê na 294ª Reunião, no qual considerou ações de curto, médio e longo prazo, incluindo, nas de longo prazo, a avaliação de realização de estudos para expansão de oferta de geração no SIN, considerando o atendimento à cenários de resiliência.		
175.98	4.42. Adicionalmente, foi deliberado para que o ONS adote medidas preventivas para garantir a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético dos estados afetados pela seca na região Norte, incluindo a mobilização dos agentes de geração e de transmissão para garantir máxima disponibilidade possível. Dentre as medidas, citam-se:		
175.99	a) operação em critério diferenciado de determinadas Linhas de Transmissão (LTs) de 230 kV, visando preservar armazenamento na UHE Samuel para atendimento a períodos mais críticos;		
175.100	b) minimização do despacho das usinas da região Norte, com o intuito de preservar recursos para atendimento à ponta de carga nos meses de outubro e novembro/2024; e		
175.101	c) manutenção do monitoramento diário das condições da Bacia do Rio Madeira.		
175.102	4.43. Diante das informações coletadas, percebe-se que os eventos em que há necessidade de potência vão se repetindo ao longo dos últimos 2 anos.		
175.103	4.44. Por mais que o suprimento de energia esteja sempre classificado pelo Operador como em normalidade, o atendimento de potência segue requerendo medidas adicionais, como por exemplo a antecipação de início de suprimento de usinas contratadas em leilões regulados para suprimento de potência.		

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 175/2024
NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PAULISTA Conselho de Consumidores da CPFL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica Nº 131/2024/DPOG/SNTEP de 26/08/2024.

EMENTA: Proposta alteração os parâmetros que devem ser utilizados na aplicação das métricas do critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade no atendimento à potência no Sistema, estabelecidas no art. 1º da Resolução CNPE nº 29, de 12 de dezembro de 2019.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

	TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
175.104	4.45. Esses eventos caracterizam o início da alteração da operação do sistema elétrico brasileiro evidenciada no PAR/PEL 2024-2028.		
175.105	<u>Avaliação da Operação do Setor Elétrico para os próximos anos - Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN – PAR/PEL 2024-2028</u>		
175.106	4.46. Em janeiro de 2024, com a publicação do Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN – PAR/PEL, apresentou-se possibilidade de os eventos de necessidade de potência serem mais frequentes nos próximos anos.		
175.107	4.47. Esse estudo, elaborado pelo ONS, tem como objetivo avaliar o desempenho do SIN, no horizonte de 5 anos, para que a operação futura, até 2028, seja realizada com níveis de segurança adequados, em consonância com os critérios de confiabilidade estabelecidos nos Procedimentos de Rede.		
175.108	4.48. Segundo o PAR/PEL 2024-2028, para o final de 2027, estima-se que a capacidade instalada do SIN totalizará 246,8 GW, sendo que desse montante cerca de 55 GW serão de usinas eólicas e fotovoltaicas centralizadas. Se forem consideradas as usinas com o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) assinado, a capacidade instalada do SIN totalizará em torno de 276 GW em 2027 e a participação de usinas eólicas e fotovoltaicas chegará a valores de 82 GW. Essa projeção acentua as atuais dificuldades relacionadas às sobras de geração, revelando a "possibilidade de uma significativa sobra de geração no sistema elétrico brasileiro durante o período diurno. " Adicionalmente, há a estimativa de rampa de carga líquida atendida por geração flexível, sobretudo por hidrelétricas, de aproximadamente 25 GW no primeiro ano (2024) e da ordem de 50 GW no último ano do horizonte (2028), acentuando a "curva do pato".	Comentário.	Entendemos que o MME deve concentrar esforços em alocar os custos da necessidade de potência aos consumidores que alocavam essas fontes notadamente os do mercado livre, cuja expansão está altamente concentrada nas fontes solar e eólica subsidiadas pelos consumidores cativos.
175.109	4.49. Nesse sentido, a Figura 4 ilustra o excedente de geração das regiões Norte/Nordeste, a carga a ser atendida nas regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste e o limite de transmissão entre essas regiões. Observa-se claramente o efeito da energia solar em um período de 24 horas.		
175.110	4.50. Nos horários de maior incidência solar (das 11h às 14h), a contribuição das usinas fotovoltaicas nas regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste é tão elevada que, teoricamente, a carga desse subsistema poderia ser suprida somente com geração interna fazendo com que o fluxo de potência nas linhas de interligação fosse praticamente nulo. Entretanto, nos horários sem insolação, essas regiões necessitariam de mais geração para o atendimento à demanda de carga, conforme representado pela área azul, acima da linha pontilhada que corresponde ao limite de exportação das regiões Norte/Nordeste.		
175.111			
175.112	Figura 4 - Balanço do SIN em 2028 - Fonte: Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN 2024-2028 (SEI no 0941610)		
175.113	4.51. Outro aspecto importante na transição do período diurno para o período noturno, consequência do característico perfil de geração da fonte solar, é a complexa coordenação da saída de geração solar como na entrada de geração hidráulica e/ou térmica para garantir a continuidade do atendimento às cargas com segurança durante a rampa de carga que ocorre nesta transição. O aumento da penetração da geração solar ao longo do horizonte de estudo gradativamente reduz a carga a ser atendida pelas demais fontes de geração durante o período diurno, mas não contribui para o atendimento da ponta do período noturno, ampliando ao longo do tempo a rampa, efeito que ficou conhecido como a "curva do pato".		
175.114	4.52. Dada a característica da matriz elétrica do SIN, a principal fonte de flexibilidade operativa para atendimento dessa rampa de carga é a geração hidrelétrica. A título de ilustração, a Figura 5 apresenta o perfil da geração hidrelétrica frente às rampas de cargas previstas para 2024 e 2028.		
175.115			
175.116	Figura 5 - Rampa de Geração Hidráulica em 2024 e 2028 - Fonte: Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN 2024- 2028 (SEI no 0941610)		
175.117	4.53. Observa-se uma rampa de carga atendida por geração hidrelétrica de aproximadamente 25 GW no primeiro ano (2024) e da ordem de 50 GW no último ano do horizonte (2028). A duplicação na intensidade da rampa de carga se justifica pelo aumento da geração solar tanto centralizada quanto distribuída.		
175.118	4.54. Assim, para fins de atendimento a essa rampa, " destaca-se a necessidade de o setor elétrico brasileiro viabilizar instrumentos que agreguem flexibilidade ao SIN, considerando os recursos centralizados, distribuídos e o empoderamento do consumidor. "	Comentário.	Entendemos que o MME deve concentrar esforços em alocar os custos da necessidade de potência aos consumidores que alocavam essas fontes notadamente os do mercado livre, cuja expansão está altamente concentrada nas fontes solar e eólica subsidiadas pelos consumidores cativos.
175.119	Experiência Internacional		
175.120	4.55. O sistema elétrico brasileiro é conhecido por algumas características, em que se destaca a grande participação de usinas hidrelétricas espalhadas pelas diversas regiões do país, além da vasta dimensão do seu território que exige uma extensa malha de linhas de transmissão para interconectar todas essas regiões. Apesar do reconhecimento de que não existem paralelos em outros países quando se trata do sistema elétrico brasileiro, pode-se buscar o que é utilizado nos demais países sobre critérios de atendimento por meio de uma pesquisa internacional mais direcionada, selecionando países ou mercados com participação hidrelétrica e também com participação de outras fontes renováveis não controláveis - eólicas e solares, visando avaliar as medidas de risco aplicadas nesses sistemas elétricos para aferição da adequabilidade do atendimento aos seus requisitos.		

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

	TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO																																																																																																
175.121	<p>4.56. Assim, são listados a seguir as principais métricas que compõe os critérios de garantia de suprimento nas referências pesquisadas:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Critério</th> <th>Peru</th> <th>Colômbia</th> <th>Costa Rica</th> <th>Panamá</th> <th>P. nórdicos</th> <th>Canadá (Quebec)</th> <th>N. Zelândia</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Parâmetro</td> <td><6% (% dos cenários)</td> <td><6% (% dos cenários)</td> <td><10% (% dos cenários)</td> <td>X</td> <td>LOLP 0,001% (preço falhas)</td> <td>LOLE 6:1 (1 falha/10 anos)</td> <td>LOLH 2,7 (h falhas/ano)</td> </tr> <tr> <td>Emissões (% da demanda)</td> <td>X</td> <td><1,5%</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> </tr> <tr> <td>Emissões I existência deficit (% da demanda)</td> <td>X</td> <td><3%</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> </tr> <tr> <td>Emissões I 95% cen. +secos (% da demanda)</td> <td>X</td> <td>X</td> <td><2%</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> </tr> <tr> <td>Emissões I 5% cen. +secos (% da demanda)</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> </tr> <tr> <td>Parâmetro I deficit > 2% dem. (% dos cenários)</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> <td><5%</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> </tr> <tr> <td>Critério econômico</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>✓</td> </tr> <tr> <td>Contingência</td> <td>Falha do maior gerador/produto</td> <td>Não especificado</td> <td>Não especificado</td> <td>Margem de 7,11% de capacidade deficit não recorrente nem mais</td> <td>Não especificado</td> <td>Falha mais severa no sistema</td> <td>Winter energy margin 14-10%</td> </tr> <tr> <td>Outros</td> <td>Proprietários econômicos, mente privados</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> </tr> <tr> <td>Custo de deficit (USD/MWh)</td> <td>6000</td> <td>1242 – 7819</td> <td>800 – 2000</td> <td>1850</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> </tr> <tr> <td>Taxa de desconto real (%)</td> <td>12%</td> <td>8%</td> <td>12%</td> <td>12%</td> <td>X</td> <td>X</td> <td>X</td> </tr> </tbody> </table>	Critério	Peru	Colômbia	Costa Rica	Panamá	P. nórdicos	Canadá (Quebec)	N. Zelândia	Parâmetro	<6% (% dos cenários)	<6% (% dos cenários)	<10% (% dos cenários)	X	LOLP 0,001% (preço falhas)	LOLE 6:1 (1 falha/10 anos)	LOLH 2,7 (h falhas/ano)	Emissões (% da demanda)	X	<1,5%	X	X	X	X	X	Emissões I existência deficit (% da demanda)	X	<3%	X	X	X	X	X	Emissões I 95% cen. +secos (% da demanda)	X	X	<2%	X	X	X	X	Emissões I 5% cen. +secos (% da demanda)	X	X	X	X	X	X	X	Parâmetro I deficit > 2% dem. (% dos cenários)	X	X	X	<5%	X	X	X	Critério econômico	✓	✓	✓	✓	X	X	✓	Contingência	Falha do maior gerador/produto	Não especificado	Não especificado	Margem de 7,11% de capacidade deficit não recorrente nem mais	Não especificado	Falha mais severa no sistema	Winter energy margin 14-10%	Outros	Proprietários econômicos, mente privados	X	X	X	X	X	X	Custo de deficit (USD/MWh)	6000	1242 – 7819	800 – 2000	1850	X	X	X	Taxa de desconto real (%)	12%	8%	12%	12%	X	X	X		
Critério	Peru	Colômbia	Costa Rica	Panamá	P. nórdicos	Canadá (Quebec)	N. Zelândia																																																																																												
Parâmetro	<6% (% dos cenários)	<6% (% dos cenários)	<10% (% dos cenários)	X	LOLP 0,001% (preço falhas)	LOLE 6:1 (1 falha/10 anos)	LOLH 2,7 (h falhas/ano)																																																																																												
Emissões (% da demanda)	X	<1,5%	X	X	X	X	X																																																																																												
Emissões I existência deficit (% da demanda)	X	<3%	X	X	X	X	X																																																																																												
Emissões I 95% cen. +secos (% da demanda)	X	X	<2%	X	X	X	X																																																																																												
Emissões I 5% cen. +secos (% da demanda)	X	X	X	X	X	X	X																																																																																												
Parâmetro I deficit > 2% dem. (% dos cenários)	X	X	X	<5%	X	X	X																																																																																												
Critério econômico	✓	✓	✓	✓	X	X	✓																																																																																												
Contingência	Falha do maior gerador/produto	Não especificado	Não especificado	Margem de 7,11% de capacidade deficit não recorrente nem mais	Não especificado	Falha mais severa no sistema	Winter energy margin 14-10%																																																																																												
Outros	Proprietários econômicos, mente privados	X	X	X	X	X	X																																																																																												
Custo de deficit (USD/MWh)	6000	1242 – 7819	800 – 2000	1850	X	X	X																																																																																												
Taxa de desconto real (%)	12%	8%	12%	12%	X	X	X																																																																																												
175.123	<p>Figura 6 - Critérios de energia e potência no Mundo - Fonte: Relatório Final GT Modernização - Critérios de Suprimento (SEI no 0454328)</p>																																																																																																		
175.124	<p>4.57. Assim, percebe-se uma pluralidade de métricas para aferição do suprimento de energia e potência nos países, bem como parâmetros de déficit considerados.</p>																																																																																																		
175.125	<p>Alternativas Consideradas para Enfrentamento do Problema Regulatório</p>																																																																																																		
175.126	<p>4.58. Como mencionado a Portaria MME no 59, de 2020 (SEI no 0372987) definiu os parâmetros relacionados aos critérios de suprimento de energia e potência. No que tange à aferição da adequabilidade no atendimento à potência no sistema, tem-se que:</p>																																																																																																		
175.127	<ul style="list-style-type: none"> • LOLP, em base anual, menor ou igual a 5% para o SIN; e 																																																																																																		
175.128	<ul style="list-style-type: none"> • CVaR5%(PNS), em base mensal, menor ou igual a 5% da demanda máxima instantânea do SIN. 																																																																																																		
175.129	<p>4.59. Também, deve-se recorrer o estabelecido na Resolução CNPE no 29, de 2019, que determina ao MME avaliar periodicamente, ou na ocorrência de fatos relevantes, a necessidade de revisão dos parâmetros associados às métricas de risco relativas ao critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à energia e à potência no sistema, sejam eles os níveis de confiança ou os limites máximos.</p>	Comentário.	Entendemos que o MME deve concentrar esforços em alocar os custos da necessidade de potência aos consumidores que alocaram essas fontes notadamente os do mercado livre, cuja expansão está altamente concentrada nas fontes solar e eólica subsidiadas pelos consumidores cativos.																																																																																																
175.130	<p>4.60. Assim, em virtude do vivenciado no setor elétrico e alinhado à estimativa de definição de demanda para o LRCAP de 2024), em 28 de fevereiro de 2024, foi enviado o Ofício no 36/2024/SNTEP-MME (SEI no 0866437) para o ONS e para a EPE para avaliar a necessidade de revisão dos valores dos parâmetros associados às métricas de risco.</p>																																																																																																		
175.131	<p>4.61. Assim, com o objetivo de garantir o atendimento à potência no sistema, observando-se a coerência e a dominância entre os parâmetros, considerando-se o horizonte de 2024 a 2028, foi solicitada a avaliação, inclusive, de custo-benefício, quanto à necessidade de utilização de valores mais restritivos com relação aos parâmetros associados às métricas de risco para a adequabilidade do atendimento à potência estabelecidos no art. 2o da Portaria MME no 59, de 2020.</p>																																																																																																		
175.132	<p>4.62. Foram consideradas pelas instituições 4 alternativas para análise da sensibilidade, as quais serão as alternativas avaliadas para enfrentamento do problema regulatório:</p>																																																																																																		
175.133	<ul style="list-style-type: none"> a) Alternativa A: Manutenção do nível de risco de 5% para as métricas CVaR(PNS) e LOLP; 																																																																																																		
175.134	<ul style="list-style-type: none"> b) Alternativa B: Alteração do nível de risco para 4% para as métricas CVaR(PNS) e LOLP; 																																																																																																		
175.135	<ul style="list-style-type: none"> c) Alternativa C: Alteração do nível de risco para 3% para as métricas CVaR(PNS) e LOLP; e 																																																																																																		
175.136	<ul style="list-style-type: none"> d) Alternativa D: Alteração do nível de risco para 2% para as métricas CVaR(PNS) e LOLP. 																																																																																																		
175.137	<p>Atores ou Grupos Afetados</p>																																																																																																		
175.138	<p>Alternativa A:</p>																																																																																																		
175.139	<ul style="list-style-type: none"> •Empreendimentos de geração provedores de potência: Não há alterações em relação à quantidade de potência a ser contratada para o SIN. 																																																																																																		
175.140	<ul style="list-style-type: none"> •Demais geradores: Não há alterações em relação à quantidade de potência a ser contratada para SIN e nem ao tempo de utilização desses empreendimentos na operação. 																																																																																																		
175.141	<ul style="list-style-type: none"> •Consumidores: Não há alterações em relação ao custo dos Encargos de Reserva de Capacidade atualmente vigentes. Também não há aumento da segurança do sistema elétrico brasileiro. 	Comentário.	Entendemos que o MME deve concentrar esforços em alocar os custos da necessidade de potencia aos consumidores que alocaram essas fontes notadamente os do mercado livre, cuja expansão está altamente concentrada nas fontes solar e eólica subsidiadas pelos consumidores cativos.																																																																																																
175.142	<ul style="list-style-type: none"> •ONS: Não há aumento da segurança do sistema elétrico brasileiro e há manutenção das condições operativas atuais. 																																																																																																		
175.143	<p>Alternativa B:</p>																																																																																																		
175.144	<ul style="list-style-type: none"> •Empreendimentos de geração provedores de potência: Alterações pequenas em relação à quantidade de potência a ser contratada para o SIN. 																																																																																																		
175.145	<ul style="list-style-type: none"> •Demais geradores: Não há alterações em relação à quantidade de potência a ser contratada para o SIN, tampouco quanto ao tempo de utilização desses empreendimentos na operação. 																																																																																																		
175.146	<ul style="list-style-type: none"> •Consumidores: Alterações pequenas em relação ao custo dos Encargos de Reserva de Capacidade atualmente vigentes. Aumento pequeno da segurança do sistema elétrico brasileiro. 	Comentário.	Entendemos que o MME deve concentrar esforços em alocar os custos da necessidade de potência aos consumidores que alocaram essas fontes notadamente os do mercado livre, cuja expansão está altamente concentrada nas fontes solar e eólica subsidiadas pelos consumidores cativos.																																																																																																
175.147	<ul style="list-style-type: none"> •ONS: Há estimativa de pequeno aumento da segurança do sistema elétrico brasileiro e há manutenção das condições operativas atuais, com pouca indicação de recursos adicionais. 																																																																																																		
175.148	<p>Alternativa C:</p>																																																																																																		
175.149	<ul style="list-style-type: none"> •Empreendimentos de geração provedores de potência: Alterações significativas em relação à quantidade de potência a ser contratada para o SIN. 																																																																																																		
175.150	<ul style="list-style-type: none"> •Demais geradores: Não há alterações em relação à quantidade de potência a ser contratada para o SIN, tampouco quanto ao tempo de utilização desses empreendimentos na operação. 																																																																																																		
175.151	<ul style="list-style-type: none"> •Consumidores: Alterações significativas em relação ao custo dos Encargos de Reserva de Capacidade atualmente vigentes. Aumento significativo da segurança do sistema elétrico brasileiro. 	Comentário.	Entendemos que o MME deve concentrar esforços em alocar os custos da necessidade de potência aos consumidores que alocaram essas fontes notadamente os do mercado livre, cuja expansão está altamente concentrada nas fontes solar e eólica subsidiadas pelos consumidores cativos.																																																																																																
175.152	<ul style="list-style-type: none"> •ONS: Há estimativa de significativo aumento da segurança do sistema elétrico brasileiro e há alteração das condições operativas atuais no curto prazo, com indicação de recursos adicionais. 																																																																																																		
175.153	<p>Alternativa D:</p>																																																																																																		
175.154	<ul style="list-style-type: none"> •Empreendimentos de geração provedores de potência: Grandes alterações em relação à quantidade de potência a ser contratada para o SIN. 																																																																																																		
175.155	<ul style="list-style-type: none"> •Demais geradores: Não há alterações em relação à quantidade de potência a ser contratada para o SIN, tampouco quanto ao tempo de utilização desses empreendimentos na operação. 																																																																																																		
175.156	<ul style="list-style-type: none"> •Consumidores: Grandes alterações em relação ao custo dos Encargos de Reserva de Capacidade atualmente vigente. É esperado grande aumento da segurança do sistema elétrico brasileiro. 	Comentário.	Entendemos que o MME deve concentrar esforços em alocar os custos da necessidade de potência aos consumidores que alocaram essas fontes notadamente os do mercado livre, cuja expansão está altamente concentrada nas fontes solar e eólica subsidiadas pelos consumidores cativos.																																																																																																

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
-----------	-------------------	---------------------------

175.157 *ONS: Há estimativa de grande aumento da segurança do sistema elétrico brasileiro e há alteração das condições operativas atuais no curto prazo, com indicação de muitos recursos adicionais.

175.158 **Comparação das Alternativas e Impactos Associados**
4.63. As alternativas de enfrentamento do problema regulatório foram avaliadas segundo análise multicritério, com base nos critérios apresentados na Tabela 1. Cada dimensão dos critérios avaliados foi considerada conforme a matriz decisória a seguir:

175.159

Tabela 1 - Critérios e Dimensões avaliadas

Critério	Dimensão	Métrica
Segurança do SIN	Acréscimo de Requisito de Potência - EPE	p.u.
	Econômico	Custos de Contratação

Fonte: Elaboração própria

175.160

175.161 4.64. Assim, as alternativas de enfrentamento do problema regulatório foram comparadas, considerando os diferentes critérios de avaliação. Cada dimensão dos critérios avaliados foi considerada de forma igual. Não obstante, ao final das análises, atenção especial é dada às dimensões "segurança de suprimento do SIN", relacionada ao critério quantitativo Requisito de Potência e "custo de contratação", relacionada ao critério quantitativo econômico.

175.162 4.65. Nos critérios, 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:

- 175.163
- É absolutamente melhor do que;
 - É moderadamente melhor do que;
 - É equivalente a;
 - É moderadamente pior que; e
 - É absolutamente pior que.

175.164 4.66. O objetivo da análise é eliminar alternativas que possuem um custo de contratação muito alto, ou que não agreguem potência adicional, ou seja, não agreguem confiabilidade.

175.165 4.67. Assim, ao final, é realizada a classificação das alternativas.

175.166 **Critério: Segurança do SIN**

175.167 4.68. Em resposta ao Ofício no 36/2024/SNTEP-MME, a EPE e o ONS apresentaram avaliação de impactos para valores mais restritivos dos parâmetros associados às métricas de risco para a adequabilidade do atendimento à potência.

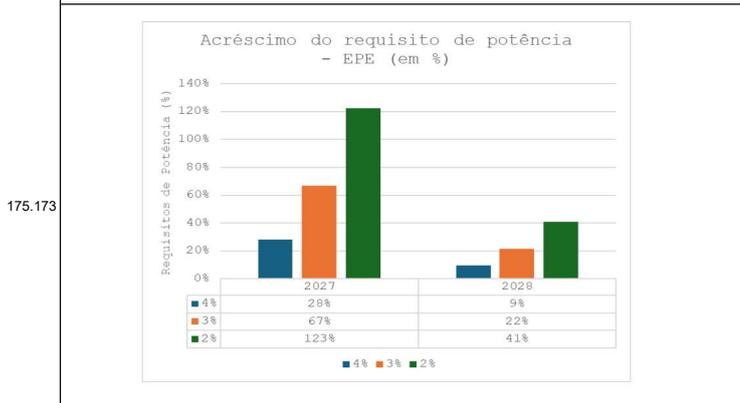
175.168 4.69. Na avaliação, as instituições apontam que, com a consideração de níveis de risco mais baixos, espera-se uma redução da probabilidade do déficit de potência, conferindo assim maior segurança ao sistema. Deste modo é provável que haja aumento dos requisitos de potência, em virtude de valores mais restritivos dos parâmetros associados às métricas de risco.

175.169 4.70. Como os valores apresentados nos estudos realizados pelo ONS e pela EPE são sigilosos, pois influenciam na tomada de decisão dos agentes em contratações, bem como na dinâmica dos leilões de reserva de capacidade, na forma de potência, esses serão apresentados aqui em percentual. Adotam-se os valores de demanda de potência para 2027 a 2028, com base no nível de risco vigente de 5% para as métricas CVaR(PNS) e LOLP, como linha de base. Serão apresentados os valores de acréscimo de demanda para os parâmetros de 4%, 3% e 2%, sendo esses em percentual em relação à linha de base.

175.170 4.71. Assim, mantêm-se a confidencialidade dos dados, ao mesmo tempo em que é possível apresentar a comparação das alternativas do ponto de vista de acréscimo de potência a ser contratada, adotado como critério de segurança nesse estudo.

175.171 4.72. No documento conjunto elaborado pela EPE e pelo ONS, foram apresentadas análises sobre o acréscimo do requisito de potência. A avaliação que embasa esta AIR é a conduzida pela EPE, responsável pelo planejamento da expansão de longo prazo, visando garantir a segurança do suprimento e a confiabilidade do sistema. As análises são fundamentadas nas diretrizes dos estudos do PDE.

175.172 4.73. Conforme apresentado na Figura 7, a partir de 2027 em todas as sensibilidades há acréscimo do requisito de potência. Percebe-se que o aumento do requisito de potência para o parâmetro de 4% é bem menor que o requisito de 3% e 2%. O maior acréscimo de requisito se dá em 2027, utilizando CVaR2%(PNS).



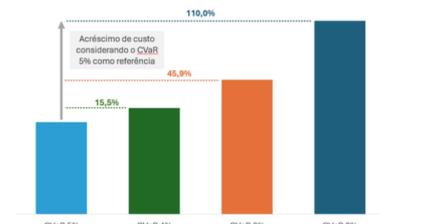
175.174 **Figura 7 - Sensibilidade nos Critérios e Impacto nos Requisitos - EPE (em %).** Fonte: Carta CTA-ONS DGL 0608-2024 e Of. n. 0287/2024/PRES/EPE

175.175 4.74. Verifica-se, na Figura 7, que o aumento do requisito de potência, em 2027, em comparação à alternativa A (linha de base), é de 28% para a alternativa B, de 67% para a alternativa C e de 123% na alternativa D. Para 2028, os aumentos em relação à linha de base são 9% para a alternativa B, 22% para a alternativa C e 41% para a alternativa D.

175.176 4.75. Ao considerar o requisito de potência acumulado dos anos 2027 e 2028, conforme Tabela 2, observa-se que a Alternativa B apresenta um aumento de apenas 15% em relação à linha de base. Esse valor indica que, apesar de haver um aumento no requisito de potência, ele é relativamente pequeno quando analisado em relação ao nível de risco atualmente vigente. Portanto, a Alternativa B não oferece uma melhoria significativa na confiabilidade do sistema. Por outro lado, ao comparar todas as alternativas, a que mais contribui para a confiabilidade é a Alternativa D, que demonstra um aumento de 66% no requisito de potência ao longo do horizonte de 2027-2028.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
-----------	-------------------	---------------------------

175.177	<p align="center">Tabela 2 - Aumento % do requisito 2027-2028</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Critério</th> <th>Aumento % do requisito 2027-2028</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>5%</td> <td align="center">-</td> </tr> <tr> <td>4%</td> <td align="center">15%</td> </tr> <tr> <td>3%</td> <td align="center">36%</td> </tr> <tr> <td>2%</td> <td align="center">66%</td> </tr> </tbody> </table> <p align="center">Fonte: Elaboração própria</p>	Critério	Aumento % do requisito 2027-2028	5%	-	4%	15%	3%	36%	2%	66%																																								
Critério	Aumento % do requisito 2027-2028																																																		
5%	-																																																		
4%	15%																																																		
3%	36%																																																		
2%	66%																																																		
175.178	4.76. Adicionalmente, a partir das respectivas análises de sensibilidade, o Documento Conjunto EPE e ONS trouxe a estimativa dos custos associados à expansão considerando as alternativas, onde foram utilizadas as seguintes premissas:																																																		
175.179	• A referência para os custos unitários de potência (R\$/MW.ano) foi o maior valor comercializado no LRCAP de 2021, de 881.000 R\$/MW.ano, sendo esse valor atualizado pelo IPCA acumulado de dez/2021 a jan/2024, no valor de 11,95%;																																																		
175.180	• Os custos incrementais para os níveis de risco de 4%, 3% e 2% foram apresentados como percentuais, refletindo o aumento em relação ao valor base de 5%; e																																																		
175.181	• Os cálculos foram ajustados utilizando uma taxa de desconto utilizada nos estudos de Planejamento da Expansão, de 8% ao ano, considerando a data de entrada de cada parcela do requisito contratado.																																																		
175.182	4.77. Em relação as estimativas de custos adicionais associados a contratação de montante para as diferentes alternativas, tem-se os resultados em termos percentuais, conforme Figura 8.																																																		
175.183	 <p align="center">Figura 8 - Sensibilidade de custo de contratação nos Critérios e Impacto nos Requisitos (em R\$ e %). Fonte: Carta CTA- ONS DGL 0608-2024 e Of. n. 0287/2024/PRES/EPE</p>																																																		
175.184	4.78. Percebe-se que, em comparação com o nível de risco vigente atualmente, de 5%, os aumentos dos custos associados a expansão podem variar de 15,5% a 110%.	Comentário.																																																	
175.185	4.79. Assim para a análise das alternativas, foram elaboradas as Tabelas 3 e 4, indicando para cada alternativa, critério e dimensão, a avaliação realizada.	Entendemos que o MME deve concentrar esforços em alocar os custos da necessidade de potência aos consumidores que alocaram essas fontes notadamente os do mercado livre, cuja expansão está altamente concentrada nas fontes solar e eólica subsidiadas pelos consumidores cativos.																																																	
175.186	<p align="center">Tabela 3 - Análise sobre a ótica de Segurança do SIN - Fonte: Elaboração própria</p> <p align="center">Qual a melhor alternativa para aumento de Segurança do SIN?</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Alternativa</th> <th>É absolutamente melhor do que</th> <th>É moderadamente melhor do que</th> <th>É equivalente a</th> <th>É moderadamente pior que</th> <th>É absolutamente pior que</th> <th>Alternativa</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>B</td> <td></td> <td></td> <td align="center">X</td> <td></td> <td></td> <td>A</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td align="center">X</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>A</td> </tr> <tr> <td>D</td> <td align="center">X</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>A</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td></td> <td align="center">X</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>B</td> </tr> <tr> <td>D</td> <td align="center">X</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>B</td> </tr> <tr> <td>D</td> <td></td> <td align="center">X</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>C</td> </tr> </tbody> </table>	Alternativa	É absolutamente melhor do que	É moderadamente melhor do que	É equivalente a	É moderadamente pior que	É absolutamente pior que	Alternativa	B			X			A	C	X					A	D	X					A	C		X				B	D	X					B	D		X				C	
Alternativa	É absolutamente melhor do que	É moderadamente melhor do que	É equivalente a	É moderadamente pior que	É absolutamente pior que	Alternativa																																													
B			X			A																																													
C	X					A																																													
D	X					A																																													
C		X				B																																													
D	X					B																																													
D		X				C																																													
175.187	<p align="center">Tabela 4 - Análise sobre a ótica de Custo de Contratação para o SIN - Fonte: Elaboração própria</p> <p align="center">Qual a melhor alternativa econômica no Critério "Custo de Contratação para o SIN"?</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Alternativa</th> <th>É absolutamente melhor do que</th> <th>É moderadamente melhor do que</th> <th>É equivalente a</th> <th>É moderadamente pior que</th> <th>É absolutamente pior que</th> <th>Alternativa</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>B</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td align="center">X</td> <td></td> <td>A</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td align="center">X</td> <td></td> <td>A</td> </tr> <tr> <td>D</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td align="center">X</td> <td>A</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td></td> <td></td> <td align="center">X</td> <td></td> <td></td> <td>B</td> </tr> <tr> <td>D</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td align="center">X</td> <td>B</td> </tr> <tr> <td>D</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td align="center">X</td> <td>C</td> </tr> </tbody> </table>	Alternativa	É absolutamente melhor do que	É moderadamente melhor do que	É equivalente a	É moderadamente pior que	É absolutamente pior que	Alternativa	B				X		A	C				X		A	D					X	A	C			X			B	D					X	B	D					X	C	
Alternativa	É absolutamente melhor do que	É moderadamente melhor do que	É equivalente a	É moderadamente pior que	É absolutamente pior que	Alternativa																																													
B				X		A																																													
C				X		A																																													
D					X	A																																													
C			X			B																																													
D					X	B																																													
D					X	C																																													
175.188	4.80. Diante do exposto na Tabela 3, que considera o critério de avaliação "Segurança do SIN", a alternativa B, que trata do nível de risco para 4% para as métricas CVaR(PNS) e LOLP, possui um aumento de segurança marginal em relação aos requisitos calculados, possivelmente não alterando a condição atual.																																																		
175.189	4.81. Adicionalmente, com base no critério de avaliação "Econômico", Tabela 4, a Alternativa D, referente ao nível de risco para 2% para as métricas CVaR(PNS) e LOLP, possui custo muito mais elevado, sendo absolutamente pior que as demais alternativas por conta desse critério.																																																		
175.190	4.82. Dessa forma, entende-se que a alternativa C é a que melhor atende ao critério de avaliação "Segurança do SIN" e ao critério "Econômico". A alternativa A é descartada pois não atende à premissa da AIR de aumento da confiabilidade do atendimento à potência no SIN descrita no Problema Regulatório.																																																		
175.191	4.83. Assim, a análise chegou à conclusão da seguinte classificação:																																																		
175.192	a) Alternativa C: Alteração do nível de risco para 3% para as métricas CVaR(PNS) e LOLP;																																																		
175.193	b) Alternativa B: Alteração do nível de risco para 4% para as métricas CVaR(PNS) e LOLP;																																																		
175.194	c) Alternativa D: Alteração do nível de risco para 2% para as métricas CVaR(PNS) e LOLP; e																																																		
175.195	d) Alternativa A: Manutenção do nível de risco de 5% para as métricas CVaR(PNS) e LOLP.																																																		
175.196	Riscos e Propostas de Mitigação																																																		
175.197	4.84. Considerando que a Alternativa C é a melhor para enfrentamento do problema regulatório, são elencados os principais riscos, bem como propostas de mitigação:																																																		
175.198	• Resposta insuficiente do mercado de usinas que provém potência;																																																		
175.199																																																			

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 175/2024
NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PAULISTA Conselho de Consumidores da CPFL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica Nº 131/2024/DPOG/SNTEP de 26/08/2024.

EMENTA: Proposta alteração os parâmetros que devem ser utilizados na aplicação das métricas do critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade no atendimento à potência no Sistema, estabelecidas no art. 1º da Resolução CNPE nº 29, de 12 de dezembro de 2019.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

	TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
175.200	<ul style="list-style-type: none"> Manter a segurança jurídica para aumentar a atratividade nos certames, com reflexos na competitividade. O aumento da competitividade possui efeitos positivos não só no lado da oferta, como também ao consumidor; 	Comentário.	Entendemos que o MME deve concentrar esforços em alocar os custos da necessidade de potência aos consumidores que alocaram essas fontes notadamente os do mercado livre, cuja expansão está altamente concentrada nas fontes solar e eólica subsidiadas pelos consumidores cativos.
175.201	<ul style="list-style-type: none"> Aumento de custo para o consumidor de energia elétrica, sem o provimento do nível de segurança desejado; 		
175.202	<ul style="list-style-type: none"> Publicidade de regras e diretrizes que permitam a ampla participação de usinas termelétricas, hidrelétricas, bem como outras tecnologias nos leilões de reserva de capacidade; 		
175.203	<ul style="list-style-type: none"> Manter a segurança jurídica para aumentar a atratividade nos certames, com reflexos na competitividade. 		
175.204	Monitoramento e Fiscalização		
175.205	4.85. O MME, o ONS e a EPE realizarão o monitoramento e a fiscalização da operacionalização da proposta de regulamentação, no âmbito das competências e ritos próprios de cada instituição.		
175.206	Participação Pública		
175.207	4.86. A minuta de Portaria (SEI nº 0941500) será enviada à Consultoria Jurídica (CONJUR) do MME para, após emissão de Parecer Jurídico, ser submetida à Consulta Pública, juntamente com esta Nota Técnica. Após o término da Consulta Pública, a proposta incorporará as contribuições recebidas que forem avaliadas como pertinentes. Além disso, a AIR será atualizada se houver aprimoramentos que envolvam o mérito da proposta e será encaminhada para apreciação do Comitê Permanente para Análise de Impacto Regulatório (CPAIR) do MME.		
175.208	Justificativa da urgência		
175.209	4.87. Considerando os arts. 17 e 18 do Decreto no 12.002, de 22 de abril de 2024, recomenda-se que a Portaria proposta entre em vigor na data de sua publicação, tendo em vista não preencher nenhum dos requisitos para vacatio legis ou postergação da produção de efeitos, previstos no art. 17 do referido Decreto.		
175.210	4.88. O processo de consulta pública deve proporcionar prazos razoáveis para a elaboração das contribuições por parte dos interessados, bem como para a análise por parte do poder público. Nesse sentido, para que seja possível realizar uma oitiva prévia da sociedade e conferir transparência e previsibilidade ao processo, é fundamental que a minuta de Portaria (SEI no 0941500), bem como esta Nota Técnica sejam submetidas à consulta da sociedade com a maior brevidade possível.		
175.211	4.89. Assim, a Portaria (SEI n 0941500) deve produzir efeitos imediativos após publicação.		
175.212	5. DOCUMENTOS RELACIONADOS		
175.213	5.1. Minuta interna DPOG (SEI n 0941500)		
175.214	6. CONCLUSÃO		
175.215	6.1. De modo a viabilizar a definição dos parâmetros pretendida, sugere-se o encaminhamento da Minuta Interna DPOG (SEI no 0941500) à Consultoria Jurídica deste Ministério para fins de avaliação da viabilidade jurídica, bem como o posterior envio da proposta ao Senhor Ministro de Minas e Energia para fins de avaliação e deliberação quanto à abertura de Consulta Pública com a divulgação dessa Nota Técnica e o documento relacionado na seção 5	Comentário.	Entendemos que o MME deve concentrar esforços em alocar os custos da necessidade de potência aos consumidores que alocaram essas fontes notadamente os do mercado livre, cuja expansão está altamente concentrada nas fontes solar e eólica subsidiadas pelos consumidores cativos.
175.216	Documento assinado eletronicamente por Christiany Salgado Faria , Diretor(a) do Departamento de Planejamento e Outorgas de Geração de Energia Elétrica, em 26/08/2024, às 19:15, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto no 10.543, de 13 de novembro de 2020.		
175.217	Documento assinado eletronicamente por André Grobério Lopes Perim , Coordenador(a)-Geral de Expansão de Geração, em 26/08/2024, às 19:15, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto no 10.543, de 13 de novembro de 2020.		
175.218	Documento assinado eletronicamente por Bruno de Almeida Ribeiro , Coordenador(a) de Apoio à Articulação Institucional, em 26/08/2024, às 19:32, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto no 10.543, de 13 de novembro de 2020.		
175.219	Documento assinado eletronicamente por Isabela Sales Vieira , Diretor(a) de Programa, em 27/08/2024, às 08:03, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto no 10.543, de 13 de novembro de 2020.		
175.220	A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0 , informando o código verificador 0941494 e o código CRC A790DA70.		



CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 175/2024
NOME DA INSTITUIÇÃO: COCEN PAULISTA Conselho de Consumidores da CPFL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica Nº 131/2024/DPOG/SNTEP de 26/08/2024.

EMENTA: Proposta alteração os parâmetros que devem ser utilizados na aplicação das métricas do critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade no atendimento à potência no Sistema, estabelecidas no art. 1º da Resolução CNPE nº 29, de 12 de dezembro de 2019.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/MME

TEXTO/INSTITUIÇÃO

JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO