



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATA DE REUNIÃO

CMSE - COMITÊ DE MONITORAMENTO DO SETOR ELÉTRICO

ATA DA 304ª REUNIÃO (Ordinária)

Data: 09 de abril de 2025

Horário: 14:30

Local: Sala de Reunião Plenária do MME – 9º andar

Participantes: Lista Anexa

1. ABERTURA

1.1. A 304ª Reunião (Ordinária) do CMSE foi aberta pelo Secretário Nacional de Energia Elétrica, Sr. Gentil Nogueira Sá Júnior, que agradeceu a presença de todos e conduziu a reunião a pedido do Ministro de Minas e Energia, Sr. Alexandre Silveira. Dessa maneira, foram realizadas as discussões a seguir relatadas, conforme agenda de trabalho proposta.

2. AVALIAÇÃO DAS CONDIÇÕES DO ATENDIMENTO ELETROENERGÉTICO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL – SIN

2.1. O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS realizou apresentação destacando que no mês de março de 2025, apesar da ocorrência de precipitação nas bacias hidrográficas dos subsistemas Sul, Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste a partir da segunda semana, o total acumulado mensal permaneceu inferior à média histórica, exceto na bacia do rio Madeira. Os maiores totais de precipitação permaneceram restritos às bacias hidrográficas do subsistema Norte, com ocorrência de valores superiores à média nos trechos médio e baixo do Xingu.

2.2. O Operador destacou, ainda, as condições hidrometeorológicas desfavoráveis nas bacias da região Sul. As afluências têm se mantido abaixo da média histórica nas bacias dos rios Iguaçu, Uruguai e Jacuí, desde agosto de 2024, exceto em dezembro para o Iguaçu e Uruguai, e em outubro para o Uruguai. A condição de precipitação inferior à média deve permanecer no trimestre abril-maio-junho de 2025. Assim, com esse cenário, o ONS iniciou tratativas com os agentes de geração hidráulica para buscar flexibilizações dos valores de defluências mínimas das usinas hidrelétricas em bacias localizadas nessa região.

2.3. Em relação à Energia Natural Afluente – ENA, no mês de março de 2025, foram verificados valores abaixo da média histórica nos subsistemas: Sudeste/Centro-Oeste (62% da Média de Longo Término – MLT), Sul (53% da MLT) e Nordeste (25% da MLT). O subsistema Norte apresentou condições hidroenergéticas mais favoráveis, registrando 100% da MLT. Para o SIN, a ENA foi de 66% da MLT.

2.4. Ao final do mês de março de 2025, foram verificados armazenamentos equivalentes de cerca de 68%, 39%, 78% e 96% da Energia Armazenada Máxima – EAرمáx nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente. Para o SIN, o armazenamento verificado foi de aproximadamente 69%.

2.5. Em março de 2025, 93% de toda a geração de energia elétrica no SIN foi proveniente de fontes renováveis. Houve recordes de geração fotovoltaica (em base horária) no SIN e em subsistemas, às 11h: dia 10/03, no Sudeste/Centro-Oeste, com 19.549 MWmed; dia 13/03, no Nordeste, com 12.515 MWmed; dia 14/03, no SIN, com 37.992 MWmed; e dia 15/03, no Norte, com 2.057 MWmed. Ocorreu também recorde de demanda instantânea no subsistema Nordeste às 21h49min, com valor de 16.440 MW.

2.6. O Operador relatou os seguintes intercâmbios internacionais de energia elétrica:

a) exportação para a Argentina entre os dias 1º e 8 de março, com valor máximo de 2.152 MW, sendo o fluxo médio mensal de 124 Mwmed;

Nota: Ocorreu exportação na modalidade emergencial entre os dias 5 e 8 de março, com fluxo médio mensal de 28 MWmed.

b) exportação para o Uruguai em 4 dias de março, com valor máximo de 470 MW, sendo o fluxo médio mensal de 3 MWmed; e

c) importação da Venezuela em todos os dias de março, com fluxo médio mensal de 7,5 MWmed.

2.7. A carga média de março de 2025 foi de 86,3 GWmed, correspondendo aumento de 3,4% em relação ao mesmo mês de 2024.

2.8. Em março de 2025, as perturbações na Rede Básica, com corte de carga igual ou superior a 100 MW e duração igual ou superior a dez minutos, foram: em 08/03, nos estados do Amazonas e Pará, com cortes de carga de 1.390 MW e 48 MW, com duração de 211 minutos e 167 minutos, respectivamente; e em 27/03, no estado do Amazonas, com corte de carga de 366 MW e duração de 17 minutos.

2.9. Para o mês de abril de 2025, no cenário inferior, a indicação é de uma ENA abaixo da média histórica para todos os subsistemas. Nesse cenário menos favorável, a previsão para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte é de 63%,

42%, 35% e 70% da MLT, respectivamente. Para o SIN, o estudo aponta condições de afluência prevista de 61% da MLT, sendo o menor valor para o mês de um histórico de 95 anos.

2.10. Ainda para abril, considerando o cenário mais positivo, as previsões de ENA são: 68%, 68%, 33% e 77% da MLT, para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente. Para o SIN, os resultados apontam para condições de afluência de 66% da MLT, sendo o 3º menor patamar para um histórico de 95 anos.

2.11. Em termos de armazenamento, para o último dia do mês de abril, considerando o cenário inferior, a expectativa é de 66,5%, 30,9%, 77,3% e 97% da EARmáx, nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente. No cenário superior, há a previsão de 68,3%, 32,4%, 76,4% e 97,4% da EARmáx, considerando a mesma ordem. Para o SIN, os resultados devem ser de 67,6% da EARmáx, para o cenário inferior, e 68,8% para o cenário superior.

2.12. Os cenários avaliados não indicam, em abril de 2025, condições para redução da defluência mínima no Baixo Paraná, em função da necessidade de intercâmbios de energia elevados para o subsistema Sul. No entanto, será avaliada a evolução das condições hidrometeorológicas, em especial nas bacias da região Sul, visando à busca por essa redução.

2.13. Com relação à operação prevista, considerando-se o período de abril a setembro de 2025, as condições de afluências no SIN variam entre 63% e 85% da MLT. Quando avaliado o histórico de 95 anos, o limite superior se classifica como a 22ª menor ENA e o limite inferior como o 2º menor valor.

2.14. Para o SIN, os estudos prospectivos (visão dos próximos 6 meses) apresentados mostram que ao final de setembro de 2025, os armazenamentos podem variar entre 46,5% e 62% da EARmáx. Mesmo no cenário inferior, observa-se manutenção dos armazenamentos na faixa verde da Curva Referencial de Armazenamento – CRef durante todo o horizonte.

2.15. O ONS também apresentou a expectativa de comportamento das faixas operativas (normal / atenção) dos reservatórios do SIN, considerando o atendimento às Resoluções da Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico – ANA.

2.16. Ainda considerando os estudos prospectivos, no cenário hidrológico inferior, os modelos indicam Custo Marginal de Operação – CMO mais elevado na região Sul até junho de 2025, podendo chegar em torno de R\$ 1.000/MWh, em função do cenário hidrológico. No Sudeste/Centro-Oeste, CMO pode variar entre R\$ 250/MWh e R\$ 420/MWh. O Nordeste e o Norte devem seguir o comportamento do Sudeste/Centro-Oeste após o término dos excedentes no Norte. Observa-se que, em função do atendimento às curvas semi-horárias de carga, valores distintos de CMO e de despacho térmico poderão ser determinados, ao longo do mês, na etapa de Programação Diária da Operação.

2.17. Com relação ao atendimento à potência, existe a necessidade de alocação de geração térmica adicional ao longo de todo o horizonte, porém não há projeção de invasão da reserva operativa – RO nos cenários avaliados.

3. HOMOLOGAÇÃO DAS “DATAS DE TENDÊNCIA” DA OPERAÇÃO COMERCIAL DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

3.1. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) realizou apresentação relativa ao monitoramento da expansão do sistema elétrico brasileiro, tendo informado que a expansão verificada para o mês março de 2025 foi de 220 MW de capacidade instalada de geração centralizada e 23 km em linhas e transmissão.

3.2. Para 2025, há a expectativa de expansão de 9.941 MW de capacidade instalada de geração centralizada, 4.715 km de linhas de transmissão e 10.128 MVA de capacidade de transformação.

3.3. Na apresentação, foi enfatizada a entrada em operação comercial no mês de março de 2025 dos seguintes empreendimentos de geração: Complexo EOL VENTOS de Santo Antônio (5 a 8) com 130,5 MW, EOL Coxilha Negra 3 e 4 com 63,0 MW e UTE Inpasa Balsas com 26,18 MW.

3.4. Sobre a UTE GNA II, a ANEEL informou que os testes nas unidades geradoras continuam em andamento. A data de operação comercial foi mantida em 15/08/2025.

3.5. Em relação à UTE Portocém I, a ANEEL informou um avanço físico das obras de 46%. Além disso, destacou que duas turbinas a gás foram recebidas no site e o início da construção do sistema de transmissão de interesse restrito. A previsão de entrada em operação comercial da usina se manteve em 02/08/2026.

3.6. Sobre a transmissão, a ANEEL informou que no mês de abril foi verificada a entrada em operação de seis seccionamentos (4 LT 230 kV e 2 LT 500 kV). Para estes seccionamentos, não foi contabilizada expansão da rede de transmissão. No caso de capacidade de transformação, não houve acréscimo, somente substituições de equipamentos.

3.7. A ANEEL mostrou o monitoramento das usinas em implantação nos sistemas isolados, bem como os projetos de interligação previstos. Atualmente, existem 3 usinas em implantação nos Estados do Amapá, Pará e Roraima, que totalizam 65 MW, e 80 projetos de interligação com sub-rogação previstos para os Estados do Amazonas e Pará, a serem executados por duas distribuidoras. Foi destacada a previsão de emissão de licença de instalação para a linha de distribuição responsável pela interligação da localidade de Humaitá/AM, após articulação do Ministério de Minas e Energia (MME) junto ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA).

3.8. Por fim, o Comitê homologou as datas de tendência de operação comercial dos empreendimentos de geração e de transmissão de energia elétrica, conforme 3ª Reunião mensal de Monitoramento da Expansão da oferta de Geração e da Transmissão de 2025, ocorridas em 20 de março de 2025. As informações referentes às datas de tendência foram encaminhadas ao MME por meio do Ofício-Circular nº 26/2025 – SFT/ANEEL.

4. MONITORAMENTO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) apresentou a liquidação financeira no Mercado de Curto Prazo (MCP) referente à contabilização de fevereiro de 2025.

4.2. Segundo a CCEE, a contabilização apresenta um total aproximado de R\$ 1,89 bilhão, sendo R\$ 0,77 bilhão (40,5%) correspondentes ao valor da contabilização do MCP do próprio mês de referência e R\$ 1,13 bilhão (59,5%) relativos ao efeito de liminar

do Generation Scaling Factor (GSF).

4.3. Do valor de R\$ 0,77 bilhão: i) foi liquidado R\$ 724,26 milhões (94,4%), sendo que 18,5% (R\$ 134,05 milhões) serão creditados à Conta de Energia de Reserva – CONER; e ii) R\$ 42,64 milhões (5,6%) correspondem a valores não pagos.

4.4. Em seguida, a CCEE apresentou os resultados das importações e exportações, destacando que em 2025 (janeiro a março) não houve importação comercial.

4.5. Quanto à exportação proveniente de geração térmica, a CCEE informou que em janeiro foram exportados 399 MWmédios / 297 GWh, sendo 90,5% para a Argentina e 9,5% para o Uruguai, totalizando R\$ 35,2 milhões para compensação à Conta Bandeiras. No mês de fevereiro, a exportação atingiu a marca de 857 MWmédios / 576 GWh, sendo 87% para a Argentina e 13% para o Uruguai, totalizando R\$ 1,2 milhão para compensação à Conta Bandeiras. Para o mês de março, considerando dados preliminares, a exportação atingiu 120 MWmédios / 89 GWh, sendo 99,9% para a Argentina e 0,1% para o Uruguai, totalizando R\$ 0,2 milhões para compensação à Conta Bandeiras.

4.6. Sobre a exportação de excedentes hidrelétricos (vertimento turbinável), a CCEE informou que no mês de janeiro foram exportados 12 MWmédios, sendo 45,2% para a Argentina e 54,8 % para o Uruguai, gerando um benefício ao Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) de R\$ 0,16 milhão. No mês de fevereiro, a exportação alcançou 2,7 MWmédios, sendo 38% para a Argentina e 62% para o Uruguai, totalizando um benefício de R\$ 0,03 milhões ao MRE. Em março, considerando dados preliminares, a exportação alcançou 3 MWmédios sendo exportados integralmente para o Uruguai, totalizando um benefício de R\$ 0,49 milhões ao MRE.

4.7. Sobre o Programa de Resposta da Demanda (RD), a CCEE informou que no mês de março de 2025, considerando dados preliminares, não foram apresentadas ofertas de redução de demanda. A Câmara informou, ainda, que foram reduzidos 111 MWmédios em janeiro/25 e 110 MWmédios em fevereiro/25.

4.8. Com relação ao ESS, a CCEE informou que em janeiro/2025 o valor foi de R\$ 169,4 milhões. No mês de fevereiro/2025, o valor ficou em R\$ 63,2 milhões. Para o mês de março/2025 o valor atingiu R\$ 9,4 milhões, considerando estimativas preliminares, sem considerar serviços anciliares e compensação síncrona. O ESS observado tem apresentado redução, principalmente pelo aumento de geração térmica despachada da base pelo NEWAVE Híbrido e maior flexibilidade hidrelétrica, em razão do período úmido, para atendimento da ponta de carga líquida. Já o impacto estimado do valor de ESS preliminar de março de 2025 é equivalente a R\$ 0,15/MWh. Segundo estimativas da Câmara, isso corresponde a um custo adicional entre 0,04% a 0,05% ao preço de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL), e 0,5% de aumento na tarifa do Ambiente de Contratação Regulado (ACR).

4.9. A Câmara atualizou a projeção do PLD – SE/CO para diferentes cenários e apresentou projeções de acionamento das bandeiras tarifárias.

4.10. A CCEE apresentou análise dos Ambientes de Contratação (ACR e ACL). Com relação ao ACR, foram abordados temas como balanço energético do ACR e contratação das distribuidoras de uma forma mais detalhada. Já com relação ao ACL, foram apresentados temas como o balanço de oferta e demanda desse ambiente.

4.11. Posteriormente, a CCEE ressaltou a evolução da migração de consumidores para o ACL, destacando que os dados de março/2025 mostram que há 135 comercializadores varejistas habilitados na Câmara, com 29.209 unidades consumidoras associadas. Além disso, informou que 13.297 consumidores já aderiram ao ACL com 42.746 unidades consumidoras. Esses dois grupos somados representam 71.955 unidades consumidoras no mercado livre. Além disso, há 12 comercializadores varejistas em processo de habilitação, sendo que atualmente a Câmara conta com um total de 16.228 associados.

4.12. A CCEE apresentou, ainda, o acompanhamento das migrações. Em março de 2025, foram concluídas 2.142 migrações, sendo 1.785 com representação varejista e 357 auto-representados.

4.13. A Câmara informou que, no primeiro trimestre de 2025, foram concluídas 7.603 migrações, enquanto no mesmo período de 2024, esse número foi de 5.359, representando um aumento de 42% no período.

4.14. Por fim, a Câmara destacou a representatividade do consumo nos ambientes de contratação, indicando que dos 80,1 GWmédios consumidos em fevereiro de 2025, 59,8% pertencem ao Ambiente de Contratação Regulado (ACR), enquanto 40,2% são do Ambiente de Contratação Livre (ACL).

5. VENEZUELA: DESEMPENHO DA INTERLIGAÇÃO VENEZUELA - BOA VISTA

5.1. O ONS apresentou os seguintes benefícios do intercâmbio de energia elétrica por meio da interligação Venezuela - Boa Vista:

- Redução dos custos operacionais do Sistema Roraima;
- Preservação das condições operativas em cenários de perda de geração na área Roraima, como nos casos de desligamentos forçados da Usina Termelétrica – UTE Jaguatirica II, entre outras usinas dessa área, em que não foram observados cortes de carga que provavelmente ocorreriam sem a interligação;
- Garantia de atendimento à demanda de Roraima durante a realização de intervenções na UTE Jaguatirica II.

5.2. Quanto às dificuldades observadas até o momento, o Operador relatou:

- Frequentes ocorrências com interrupção de carga no sistema venezuelano por colapso de tensão, provocando sobrefreqüência e separação dos sistemas;
- Abertura da interligação por sobrefreqüência provocando uma subfreqüência no Sistema Roraima, que em muitos casos leva à atuação do 1º estágio do Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC;
- Aumento de variações bruscas de potência na UTE Jaguatirica II, em resposta às perturbações, que podem trazer consequências não previstas para a usina.

5.3. Desde o início da operação comercial, em 14 de fevereiro de 2025, até 7 de abril de 2025, foram registrados 38 desligamentos da Linha de Transmissão – LT 230 kV Boa Vista - Santa Elena, dos quais 36 foram desligamentos forçados. Desses desligamentos, 19 resultaram em corte de carga no Sistema Roraima, totalizando 277 MWh de energia interrompida. Os desligamentos forçados ocorreram devido à atuação do Sistema Especial de Proteção – SEP, em resposta a perturbações no sistema venezuelano, exceto os desligamentos do dia 18/03, às 13h47, cuja causa ainda está em análise, e no dia 03/04, às 00h38, cujas informações preliminares indicam falha interna à LT.

5.4. No referido período ocorreram cinco perturbações com origem na UTE Jaguatirica II, sendo três com perda de geração parcial e dois com perda total de geração, sem corte de carga em função da resposta da interligação LT 230 kV Boa Vista - Santa Elena, com estimativa de 245 MWh de energia interrompida evitada.

5.5. O ONS destacou a necessidade do recebimento dos dados dinâmicos reais associados ao sistema equivalente da Venezuela e às unidades geradoras da Usina Hidrelétrica - UHE Macáguia, para que possam ser utilizados nos estudos, visando à melhoria do desempenho da interligação.

5.6. A CCEE apresentou as informações relativas aos custos da importação da Venezuela. Na apuração do período de janeiro a março de 2025, o preço médio da energia importada foi de R\$ 1.096,11/MWh. Nesse intervalo, os custos da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC com a importação totalizaram R\$ 7,5 milhões, enquanto, em uma simulação sem a importação, os custos estimados seriam de R\$ 14,6 milhões. Considerando o Custo Variável Unitário – CVU médio da geração térmica a óleo diesel em Boa Vista, no mês de janeiro de 2025, de R\$ 1.849,98/MWh, a economia estimada nesse período com a importação corresponde a aproximadamente R\$ 7,164 milhões.

5.7. Considerando as deliberações sobre a importação de energia elétrica da Venezuela, tratadas na 300^a e na 301^a reuniões do CMSE, a Carta Bolt s/n de 7 de abril de 2025 em que ratifica a proposta apresentada em 8 de janeiro de 2025, bem como as informações apresentadas nesta reunião do CMSE quanto à efetiva redução do dispêndio da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC e ao desempenho da operação do sistema elétrico de Boa Vista/RR, o CMSE deliberou, complementarmente ao item (i) da deliberação sobre o tema, ocorrida na 300^a Reunião do CMSE:

Deliberação:

(i) A importação de energia elétrica poderá ser realizada até a reunião do CMSE de junho de 2025, em substituição à geração de usinas termelétricas com custos variáveis unitários superiores à oferta de preço realizada. A operação poderá ser suspensa a qualquer momento se considerado insuficiente o desempenho elétrico da interligação;

(ii) O agente importador deverá tomar providências para melhoria do desempenho elétrico da interligação.

6. GT CORTES DE GERAÇÃO

6.1. A Secretaria Nacional de Energia realizou apresentação sobre o andamento do Grupo de Trabalho (GT) Cortes de Geração, instituído pelo CMSE na 302^a Reunião (Extraordinária), visando realizar diagnóstico, avaliar e propor medidas de planejamento, regulatórias e operacionais para mitigar cortes de geração. Ao longo de 10 (dez) reuniões, o GT discutiu ações de curto, médio e longo prazo, contando com a participação de associações setoriais. Nesse processo, foram identificados possíveis aprimoramentos em prol da mitigação dos impactos dos cortes de geração e do maior aproveitamento da geração renovável da região Nordeste, com aumento dos limites de intercâmbio de energia elétrica entre os subsistemas Norte-Nordeste-Sudeste/Centro-Oeste. Além disso, foi informado que o ONS avançará, conforme esclarecimentos apresentados pela ANEEL, com aprimoramento no critério de tolerância e no tratamento de dados inválidos de irradiação e de vento, para efeito de apuração do atendimento da restrição pelo agente de geração, de modo a aperfeiçoar o processo.

6.2. Assim, a partir de proposta do GT Cortes de Geração, o CMSE deliberou o seguinte:

Deliberação:

(i) Dar publicidade e submeter a contribuições o plano de trabalho do GT Cortes de Geração;

(ii) Reconhecer a importância de que o ONS realize aprimoramentos nos Sistemas Especiais de Proteção – SEPs, especialmente quanto à alteração na Lógica 2.2 (perda dupla no Tronco de 500 kV Xingu - Tucuruí, fluxo na direção Tucuruí - Xingu) e na Lógica 3 (perda de bipolar da Subestação Xingu), do SEP associado aos Bipolos da Subestação Xingu (XRTE), e a ajustes no SEP 5.81.07 (perda dupla no Tronco de 500 kV Colinas - Ribeiro Gonçalves / TAESA e CTEEP), de modo a permitir aumentar os limites de intercâmbio de energia elétrica entre os subsistemas Norte-Nordeste-Sudeste/Centro-Oeste e, portanto, prover maior aproveitamento da geração renovável da região Nordeste;

(iii) O ONS deverá apresentar estudo, até o CMSE de junho de 2025, acerca da adoção de critérios diferenciados da operação do SIN, em caráter excepcional e temporário, avaliando a relação risco-retorno, com o objetivo de permitir o maior escoamento de energia entre os subsistemas e prover maior aproveitamento da geração renovável da região Nordeste, com reflexos positivos no armazenamento dos reservatórios e no atendimento da demanda máxima. O estudo deve considerar que eventual adoção será imediatamente suspensa na ocorrência de eventos que possam comprometer a segurança sistêmica. A partir dos resultados do estudo, em se confirmando que os benefícios identificados superam os riscos associados, recomenda-se que o ONS informe o prazo necessário para elaboração e implementação das diretrizes operativas que serão adotadas na programação diária e operação em tempo real, conforme os critérios propostos;

(iv) O ONS deverá dar ampla visibilidade às ações que vem sendo realizadas pela instituição em prol da transparência dos estudos e informações relacionadas aos cortes de geração renovável;

(v) Em complemento às Deliberações das 289^a, 300^a e 303^a Reuniões Ordinárias, reconhecer o caráter estratégico de empreendimentos de transmissão com outorga que aumentem o limite de intercâmbio entre os subsistemas Norte/Nordeste e Sudeste/Centro Oeste, listados a seguir:

Código SIGET	Leilão	Transmissora	Empreendimento
T2024-204-B	001/2024	EMA I	LT 500 kV Boa Esperança - Graça Aranha
T2024-204-A	001/2024	EMA I	LT 500 kV Teresina IV - Graça Aranha
T2024-146-A	002/2023	GATE	LT +800 kVCC Graça Aranha - Sílvania e Bipolos
T2024-195-G	001/2024	Nova Era Ceará	LT 230 kV Alex - Morada Nova
T2024-195-F	001/2024	Nova Era Ceará	LT 230 kV Morada Nova - Russas II
T2024-195-E	001/2024	Nova Era Ceará	LT 230 kV Banabuiú - Morada Nova
T2024-194-B	001/2024	EDP NORDESTE	LT 500 kV São João do Piauí II - Ribeiro Gonçalves C3
T2024-194-D	001/2024	EDP NORDESTE	Seccionamento da LT 500 kV São João do Piauí - Ribeiro Gonçalves C1 na SE São João do Piauí II
T2024-194-E	001/2024	EDP NORDESTE	Seccionamento da LT 500 kV São João do Piauí - Ribeiro Gonçalves C2 na SE São João do Piauí II
T2024-196-B	001/2024	GSI	LT 500 kV João Pessoa II - Pau Ferro
T2024-196-A	001/2024	GSI	LT 500 kV Ceará Mirim II - João Pessoa II
T2024-195-B	001/2024	Nova Era Ceará	SE 500/230 kV Morada Nova
T2024-195-A	001/2024	Nova Era Ceará	LT 500 kV Morada Nova - Pacatuba
T2024-195-C	001/2024	Nova Era Ceará	Seccionamento da LT 500 kV Açu III - Quixadá C1 na SE Morada Nova
T2024-195-D	001/2024	Nova Era Ceará	Seccionamento da LT 230 kV Banabuiú - Russas II C2 na SE Morada Nova
T2024-195-I	001/2024	Nova Era Ceará	Seccionamento da LT 500 kV Quixadá - Fortaleza II - C1 na SE Pacatuba
T2024-193-A	001/2024	NOVA ERA TERESINA	LT 500 kV Quixadá-Crateús-Teresina, SE 500 kV Teresina IV, SE 500 kV Crateús e Compensação Síncrona
T2024-195-H	001/2024	Nova Era Ceará	Seccionamento da LT 500 kV Pecém II - Fortaleza II - C2 na SE Pacatuba
T2024-194-A	001/2024	EDP NORDESTE	LT 500 kV Curral Novo do Piauí II - São João do Piauí II C1
T2022-121-A	001/2022	EKTT 9	LT 500 kV Arinos 2 - Paracatu 4, C1
T2022-121-B	001/2022	EKTT 9	LT 500 kV Arinos 2 - Paracatu 4, C2
T2023-175-F	001/2023	RIALMA V	LT 500 kV Gentio do Ouro III-Bom Jesus da Lapa II C2 e C3
T2023-175-A	001/2023	RIALMA V	LT 500 kV Gentio do Ouro III-Bom Jesus da Lapa II C2; Bom Jesus da Lapa II-Jaíba-Buritizeiro 3 C2
T2023-183-A	001/2023	ASA BRANCA	LT 500 kV Morro do Chapéu II - Poções III C2
T2021-061-D	001/2020	MORRO DO CHAPÉU	LT 500 kV Poções III - Medeiros Neto II C1
T2023-183-B	001/2023	ASA BRANCA	LT 500 kV Poções III - Medeiros Neto II C2
T2021-061-C	001/2020	MORRO DO CHAPÉU	LT 500 kV Medeiros Neto II - João Neiva 2 C1
T2023-183-C	001/2023	ASA BRANCA	LT 500 kV Medeiros Neto II - João Neiva 2 C2
T2022-121-C	001/2022	EKTT 9	LT 500 kV Paracatu 4 - Nova Ponte 3 - Araraquara 2 e SE 500 kV Nova Ponte 3
T2022-121-E	001/2022	EKTT 9	LT 500 kV Paracatu 4 - Nova Ponte 3, C2, CS
T2022-121-F	001/2022	EKTT 9	LT 500 kV Nova Ponte 3 - Araraquara 2, C2, CS
T2022-122-A	001/2022	ISA ENERGIA BRASIL	LT 500 kV Jaíba-Janaúba 6-Janaúba 3-CD; LT 500 kV Janaúba 6-Capelinha 3-Governador Valadares 6-C1 e SE Janaúba 6, Capelinha 3 e Jaíba
T2022-122-C	001/2022	ISA ENERGIA BRASIL	LT 500 kV Janaúba 6 - Capelinha 3 - C2 e LT 500 kV Capelinha 3 - Governador Valadares 6 - C2
T2023-182	001/2023	JANAPU	LT 500 kV Janaúba 6 - Presidente Juscelino

Código SIGET	Leilão	Transmissora	Empreendimento
T2022-120-A	001/2022	VERDE	LT 500 kV Pirapora 2 - Buritizeiro 3 - S.Gotardo 2 e Buritizeiro 3 - São Gonçalo do Pará e SE Buritizeiro 3
T2023-174-A	001/2023	ISA ENERGIA BRASIL	LT 500 kV Buritirama-Barra II-Correntina-Arinos 2, SE 500 kV Barra II e SE 500 kV Correntina
T2023-174-B	001/2023	ISA ENERGIA BRASIL	LT 500 kV Juazeiro III - Campo Formoso II - Barra II e SE 500 kV Campo Formoso II
T2023-178	001/2023	ISA ENERGIA BRASIL	LT 500 kV Governador Valadares 6 - Leopoldina 2 - Terminal Rio e SE 500 kV Leopoldina 2
T2024-206-A	001/2024	GSIII	LT 500 kV Ouroálandia II - Jussiápe C1
T2024-206-B	001/2024	GSIII	LT 500 kV Ouroálandia II - Jussiápe C2
T2024-198-C	001/2024	GSII	LT 500 kV Jussiápe-São João do Paraíso-Capelinha 3-Itabira 5 e SE 500 kV São João do Paraíso
T2024-198-A	001/2024	GSII	SE 500 kV Jussiápe - pátio de 500 kV, trechos de LT 500 kV e Reactor de Barra e de Linha
T2024-207-A	001/2024	TPC	LT 500 kV São João do Paraíso - Padre Paraíso 2 - Mutum
T2024-147-A	002/2023	TAP	LT 500 kV Sítívânia - Nova Ponte 3 C1 e C2, CD
T2024-147-B	002/2023	TAP	LT 500 kV Nova Ponte 3 - Ribeirão Preto C1 e C2, CD.
T2024-148	002/2023	COQUEIROS	LT 500 kV Marimbondo 2 - Campinas, C1
T2023-177	001/2023	PEDRAS	LT 500 kV Xingó - Camacari II C1/C2
T2024-205-A	001/2024	EDP NORTE NORDESTE 2	LT 500 kV Ribeiro Gonçalves - Colinas C3
T2024-197-A	001/2024	NOVA ERA INTEGRAÇÃO	LT 500 kV Bom Nome II-Zebu III-Olindina, SE 500/230/138 kV Bom Nome II e SE 500/230 kV Zebu III
T2024-197-F	001/2024	NOVA ERA INTEGRAÇÃO	LT 500 kV Bom Nome II - Campo Formoso II C1
T2024-195-C	001/2024	GSI	LT 500 kV Garanhuns II - Messias
T2024-193-B	001/2024	NOVA ERA TERESINA	LT 230 kV Ibiapina II - Piripiri C3

(vi) A SNEE/MME e a ANEEL deverão realizar monitoramento diferenciado dos empreendimentos listados no item (v) junto aos agentes responsáveis e instituições envolvidas, com o propósito de contribuir na celeridade da sua implantação.

6.3. Por fim, a Secretaria Nacional de Transição Energética e Planejamento – SNTEP/MME apresentou cronograma de licitação dos compensadores síncronos no estado do Rio Grande do Norte, sendo um destinado à SE 500 kV João Câmara III e dois à SE 500 kV Açu III, prevista para ocorrer em outubro deste ano.

7. AVERSÃO AO RISCO DOS MODELOS COMPUTACIONAIS (ART. 4º DA RESOLUÇÃO CNPE N° 1/2024)

7.1. O ONS realizou apresentação de proposta para atendimento ao Ofício nº 3/2025/CMSE-MME, desenvolvida conjuntamente com a CCEE.

7.2. Considerando as atribuições conferidas ao CMSE por meio da Resolução do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE nº 1, de 12 de março de 2024, e a proposta apresentada pelo ONS e pela CCEE, em resposta ao Ofício nº 3/2025/CMSE-MME, com metodologia, critérios e referências a serem considerados para a caracterização de alteração ou manutenção de aversão ao risco dos modelos computacionais utilizados pelo MME, EPE, ONS e CCEE, bem como para avaliação da necessidade de alteração a fim de buscar aderência à política operativa, o CMSE delibera:

Deliberação: Aprovar a submissão à Consulta Pública, por 15 (quinze) dias, de proposta para atender ao art. 4º da Resolução CNPE nº 1/2024, quanto à definição dos critérios, ritos e prazos próprios para avaliação e aprovação de alterações no nível de aversão ao risco a ser adotado nos modelos computacionais utilizados pelo MME, EPE, ONS e CCEE, inclusive quanto às referências a serem consideradas para a caracterização de alteração ou manutenção do nível de aversão ao risco.

8. ASSUNTOS GERAIS

8.1. Não houve.

LISTA DE PARTICIPANTES

NOME	ÓRGÃO
Fernando Colli	MME
Gentil Nogueira de Sá Junior	MME
Thiago Barral	MME
Igor Souza Ribeiro	MME
José Affonso de Albuquerque Netto	MME
Reinaldo C. Garcia	EPE
Alexandre Ramos Peixoto	CCEE
Ricardo Takemitsu Simabuku	CCEE
Elisa Bastos Silva	ONS
Alexandre Nunes Zucarato	ONS
Maurício de Souza	ONS
Pablo Andres Fernandez	ONS
Tatiane Frade Gonçalves	ONS
Debora Dias Jardim Penna	ONS
Renata Crusius dos Santos	ONS
Joaquim Gondim	ANA
Antônio Henrique Vaz Santos	ANP
Alessandro Cantarino	ANEEL
Luiz Gustavo Nascentes	ANEEL
Bruno Goulart	ANEEL
Júlio Cesar Ferraz	ANEEL
Esilvan Cardoso	ANEEL
Rafael Ervilha Caetano	ANEEL
Mauricio de Oliveira Abi-chahin	
Fabricio Dairel Lacerda	MME
André Dias	MME
Isabela Vieira	MME
Fabiana Cepeda	MME
Claudiane Marques de Castro	MME
Rogério Guedes	MME
Rogério Reginato	MME
Guilherme Zanetti	MME
Bianca M ^a M. de Alencar Braga	MME

Gustavo Prado	MME
Bárbara Galvão Bina	MME
Edson Thiago Nascimento	MME
Fabiana Nunes Lara de Souza	MME
Nelson Simão de Carvalho	MME
Larissa Damascena	MME
Silvia Araujo de Souza	MME
Carla Santana	MME
Brenner Soares	MME
Christiany S. Faria	MME
Alcione Carla Vaz	MME
Juliana Oliveira do Nascimento	MME
Samantha Ranny A. da Silva	MME
Karina Sousa	MME
Veronica Sousa	MME

ANEXOS

Anexo 1:	Agenda 304ª CMSE (SEI nº1041686)
Anexo 2:	Nota Informativa 304ª Reunião do CMSE (SEI nº1041697)
Anexo 3:	Datas de Tendência da Transmissão 304ª Reunião (SEI nº1041715)
Anexo 4:	Datas de Tendência da Geração 304ª Reunião (SEI nº1041713)



Documento assinado eletronicamente por **Gentil Nogueira de Sá Junior**, Secretário Nacional de Energia Elétrica, em 19/05/2025, às 08:54, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1054866** e o código CRC **85AC8E24**.