



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATA DE REUNIÃO

CMSE - COMITÊ DE MONITORAMENTO DO SETOR ELÉTRICO ATA DA 306^a REUNIÃO (Ordinária)

Data: 11 de junho de 2025

Horário: 09:00

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

Participantes: Lista Anexa

1. ABERTURA

1.1. A 306^a Reunião Ordinária do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) foi iniciada pelo Secretário Executivo do Ministério de Minas e Energia, Sr. Arthur Cerqueira Valério, que registrou agradecimentos pela presença dos participantes e parabenizou o Secretário Nacional de Transição Energética e Planejamento, Sr. Gustavo Cerqueira Ataíde, pela assunção do cargo. Na sequência, o Secretário Nacional de Energia Elétrica, Sr. Gentil Nogueira Sá Júnior, assumiu a condução dos trabalhos conforme a pauta estabelecida.

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

2.1. Em apresentação realizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, foi destacado que, em maio de 2025, os volumes de precipitação concentraram-se predominantemente no extremo sul e na região Norte do país, condição típica dos meses de outono. Observou-se precipitação acima da média histórica nas bacias hidrográficas dos rios Jacuí, Madeira, no médio São Francisco, no alto Tapajós, Xingu e Tocantins. Nas demais bacias com expressiva contribuição hidrelétrica para o Sistema Interligado Nacional (SIN), os acumulados pluviométricos permaneceram abaixo da climatologia de referência.

2.2. O Operador informou, ainda, que as bacias hidrográficas da região Sul apresentaram déficit de precipitação desde agosto de 2024, exceto nos meses de dezembro de 2024 e fevereiro de 2025 e que, para o trimestre junho-julho-agosto, a previsão é de precipitação variando entre normal e abaixo da média. Ressaltou que o ONS tem realizado tratativas com os agentes de geração hidráulica para buscar flexibilizações dos valores de defluências mínimas das usinas hidrelétricas localizadas no Sul. Nesse sentido, registrou que houve flexibilização da defluência/turbinada mínima das usinas hidrelétricas de Barra Grande, Dona Francisca e Salto Osório.

2.3. Em relação à Energia Natural Afluente – ENA, no mês de maio de 2025, foram verificados valores abaixo da média histórica em todos os subsistemas: Sudeste/Centro-Oeste (84% da Média de Longo Término – MLT), Sul (40% da MLT), Nordeste (46% da MLT) e Norte (67% da MLT). Para o SIN, a ENA foi de 71% da MLT.

2.4. Ao final do mês de maio de 2025, foram verificados armazenamentos equivalentes de cerca de 69%, 36%, 74% e 98% da Energia Armazenada máxima – EARmáx nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente. Para o SIN, o armazenamento verificado foi de aproximadamente 69%.

2.5. Em maio de 2025, 93% de toda a geração de energia elétrica no SIN foi proveniente de fontes renováveis. Houve recordes de geração fotovoltaica no subsistema Norte: em base horária, no dia 28/05, às 11h, com 2.189 MWmed; e em base mensal, com 570 MWmed.

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

- a) exportação comercial para a Argentina nos dias 25, 29, 30 e 31 de maio, com valor máximo de 607 MW, sendo o fluxo médio mensal de 15,5 MWmed;
- b) importação na modalidade oportunidade da Argentina nos dias 10, 14, 15 e 18 de maio, com fluxo médio mensal de 18,11 MWmed;
- c) exportação comercial para o Uruguai nos dias 1 a 5 de maio, com valor máximo de 500 MW, sendo o fluxo médio mensal de 29 MWmed;
- d) importação comercial da Venezuela em todos os dias de maio, com fluxo médio mensal de 7,1 MWmed.

2.7. A carga média de maio de 2025 foi de 77,2 GWmed, correspondendo a queda de 2,3% em relação ao mesmo mês de 2024.

2.8. Em maio de 2025, houve apenas uma perturbação com corte de carga igual ou superior a 100 MW: em 24/05, afetando o estado de Roraima, com corte de carga de 207 MW e duração de 152 minutos.

2.9. Para o mês de junho de 2025, de acordo com o cenário inferior, a indicação é de uma ENA abaixo da média histórica para todos os subsistemas. Nesse contexto menos favorável, a previsão para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte é de 72%, 37%, 41% e 62% da MLT, respectivamente. Para o SIN, o estudo aponta condições de afluência prevista de 62% da MLT, sendo o menor valor para o mês, de um histórico de 95 anos.

2.10. Ainda para junho, considerando o cenário mais positivo, as previsões de ENA são: 77%, 65%, 41% e 66% da MLT, para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente, e de 70% da MLT para o SIN, sendo o 5º menor patamar para um histórico de 95 anos.

2.11. Em termos de armazenamento, para o último dia do mês de junho, considerando o cenário inferior, a expectativa é de 65%, 36%, 67% e 98% da EARmáx, nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente. No cenário superior, há a previsão de 66%, 36%, 67% e 98% da EARmáx, considerando a mesma ordem, e de 65% da EARmáx no SIN, tanto para o cenário inferior quanto para o cenário superior.

2.12. No que se refere à operação programada para o período de junho a novembro de 2025, as projeções indicam que as afluências no SIN deverão situar-se entre 65% e 89% da MLT. Caso se confirmem as condições associadas ao limite superior, o valor da ENA será classificado como o 30º mais baixo do histórico observado nos últimos 95 anos. Por outro lado, caso prevaleçam as condições correspondentes ao limite inferior da ENA, o SIN apresentará a menor ENA já registrada no mesmo intervalo histórico.

2.13. Para o SIN, os estudos prospectivos com relação aos próximos 6 meses mostram que, ao final de novembro de 2025, os armazenamentos podem variar entre 40,8% e 54,9% da EARmáx. No cenário inferior, observa-se a manutenção dos armazenamentos na faixa verde da Curva Referencial de Armazenamento – CRef durante todo o horizonte.

2.14. Em relação ao subsistema Sul, esses estudos prospectivos indicam que, no cenário inferior, há tendência de manter o armazenamento em torno da CRef, até que sejam verificados volumes mais expressivos de chuva.

2.15. A redução das defluências das UHEs Jupiá e Porto Primavera para seus valores mínimos será monitorada em função das condições do Sul. A evolução das condições hidrometeorológicas é avaliada diariamente, em especial nas bacias da região Sul, visando a busca por redução, quando houver janela de oportunidade.

2.16. 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.

2.17. Ainda considerando os estudos prospectivos, no cenário hidrológico inferior, os modelos indicam que o Custo Marginal de Operação – CMO no Sudeste/Centro-Oeste pode chegar a valores entre R\$ 460/MWh e R\$ 640/MWh. No Nordeste e Norte, há tendência à equalização nas próximas semanas. Já no Sul, pode haver valores mais elevados em caso de continuidade das vazões mais reduzidas na região. 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.

2.18. Com relação ao atendimento à potência, no cenário inferior, há indicação da necessidade de alocação de geração térmica adicional ao longo de todo o horizonte, com possibilidade de invasão da Reserva Operativa – RO a partir de julho, e de déficit (esgotamento da RO) em outubro e novembro deste ano, sem considerar a aplicação das medidas adicionais.

3. AVALIAÇÃO DE RISCO-RETORNO DE CRITÉRIOS DIFERENCIADOS DE OPERAÇÃO

3.1. O ONS realizou apresentação em atendimento à deliberação da 304^a reunião do CMSE, realizada em 9 de abril de 2025.

3.2. O Operador ressaltou que as principais diferenças entre o processo de flexibilização de critérios neste ano e o realizado em 2021, são relevantes para a avaliação comparativa das estratégias adotadas. Entre os pontos abordados, está a elevação da capacidade instalada de usinas eólicas e fotovoltaicas centralizadas. Apesar desse crescimento, observou-se que, com base nos dados atuais, essas usinas não contribuem suficientemente para a recuperação dinâmica do sistema nas contingências simples ou duplas que envolvem falha de comutação em bipolos. Também foi enfatizado o aumento expressivo da Micro e Minigeração Distribuída – MMGD, que tem pressionado a redução da geração centralizada de todas as fontes. O ONS também reforçou que foi realizada a atualização dos modelos matemáticos de usinas eólicas e fotovoltaicas após evento do dia 15 de agosto de 2023, considerando ajustes voltados à representação mais fiel do comportamento em campo, com a inibição do modo falta.

3.3. Na sequência, o ONS apresentou uma avaliação sobre o histórico recente de cortes de geração (curtailment) no SIN. Após a entrada em operação das obras do sistema Dunas, em outubro de 2024, os cortes motivados por razão energética passaram a prevalecer sobre aqueles relacionados à confiabilidade elétrica. Observou-se ainda que os cortes por confiabilidade se intensificam quando a carga do SIN supera os 80 GW.

3.4. A avaliação também contemplou a evolução dos limites de transmissão entre as regiões Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste, a partir de 15 de agosto de 2023.

3.5. No cenário de período seco, com condições favoráveis no subsistema Nordeste (alta geração eólica e elevado armazenamento hídrico) e desfavoráveis no subsistema Norte (baixa geração), foram feitas as seguintes constatações:

- a) no período diurno, não há benefícios operacionais com a flexibilização do critério N-2 (perda dupla da Linha de Transmissão – LT 500 kV Tucuruí – Xingu), uma vez que as limitações existentes decorrem de perdas simples;
- b) no período noturno, para cargas superiores a 85 GW, os atuais limites N-2 (na referida perda dupla) já permitem a plena exploração da geração eólica no Nordeste. No entanto, os pontos de restrição Fator de Ajuste da Capacidade de Transmissão – FACT e o Fluxo Bahia em sua região Sudoeste – FBASO atingem seus limites operativos, restringindo a geração principalmente nos estados do Rio Grande do Norte e da Bahia. Como essas restrições são justificadas por perdas simples, a flexibilização do critério N-2 não traz ganhos adicionais nessas condições de carga elevada.

3.6. O CMSE solicitou que os resultados dessa avaliação de risco-retorno de critérios diferenciados de operação sejam apresentados aos agentes na reunião do Programa Mensal de Operação – PMO de julho de 2025, agendada para 26 de junho de 2025.

3.7. Adicionalmente, o ONS informou a conclusão de aprimoramentos implementados nos Sistemas Especiais de Proteção – SEPs, medida essencial para ampliar os limites de transmissão do SIN,

em especial no escoamento da energia renovável produzida no Nordeste para as demais regiões. Esse aprimoramento já havia sido discutido na 304^a Reunião do CMSE, em abril. Por fim, o Operador reforçou que, até a reunião do PMO de julho de 2025, serão concluídos os estudos e normativos necessários, com a divulgação de novos limites operacionais de transmissão.

4. SUPRIMENTO DE GÁS NATURAL ÀS USINAS TERMELÉTRICAS DO SIN

4.1. A EPE realizou apresentação sobre a disponibilidade de gás natural para geração termelétrica, considerando a parcela de suprimento boliviano.

4.2. Com base na apresentação realizada sobre os riscos associados ao suprimento de gás natural às usinas termelétricas do SIN, decorrentes da eventual redução do suprimento de gás natural boliviano e da necessidade de adequações na infraestrutura de transporte de gás natural no país, o CMSE deliberou:

Deliberação:

I - Solicitar ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e à EPE realização semestral, no CMSE de avaliação do risco de suprimento de energia elétrica ao SIN decorrente da eventual redução da disponibilidade de gás natural boliviano, em especial nas regiões Centro-Oeste e Sul;

II - Solicitar à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP que, em articulação com a Secretaria Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, do Ministério de Minas e Energia – SNPGB/MME, as transportadoras autorizadas e demais agentes da cadeia de oferta do gás natural, incluindo a Petrobrás, avaliem e quantifiquem a oferta firme disponível do gás natural boliviano atual e para os próximos 3 anos, e apresentem o estudo na reunião do CMSE do mês de agosto de 2025;

III - Solicitar à ANP que, em articulação com a SNPGB/MME e as transportadoras autorizadas, avaliem e quantifiquem o balanço de oferta e demanda de gás natural, considerando o cenário de eventual redução de oferta boliviana, e apresentem o estudo na reunião do CMSE do mês de agosto de 2025;

IV - Solicitar à ANP que, em articulação com a SNPGB/MME, apresentem, na reunião do CMSE do mês de agosto de 2025, cronograma das medidas regulatórias e operacionais necessárias para viabilizar a implantação com celeridade e a antecipação da implantação da Estação de Compressão – ECOMP Japeri, priorizando a segurança energética e a resiliência do sistema de transporte;

V - Solicitar à EPE que inclua, em suas próximas atualizações do Plano Indicativo de Suprimento de Gás Natural e do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE, recomendações para mitigar riscos relacionados ao suprimento de gás natural ao setor elétrico brasileiro e que mantenha o CMSE informado sobre os desdobramentos junto à ANP e aos demais órgãos envolvidos.

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

5.1. A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL realizou apresentação relativa ao monitoramento da expansão do sistema elétrico brasileiro informando que a expansão verificada para o mês maio de 2025 foi de 1.818 MW de capacidade instalada de geração centralizada, 370,94 km em linhas de transmissão e de 2.444 MVA de capacidade de transformação.

5.2. Para 2025, há a expectativa de expansão de 9.449 MW de capacidade instalada de geração centralizada, 4.563 km de linhas de transmissão e 9.053 MVA de capacidade de transformação.

5.3. Destacou-se a entrada em operação comercial dos seguintes empreendimentos de geração: UTE GNA II (RJ) – 1.672 MW, UTE Cedro (MS) – 48,5 MW, PCH Linha Onze (RS) – 22,7 MW, EOL Ventos de Santo Antônio (BA) – 49,5 MW e UTE BBF Água Branca (PA) – 630 kW.

5.4. Foi informado que no mês maio de 2025 a ANEEL realizou fiscalização na UTE Novo Tempo Barcarena e que atualmente a usina possui um avanço físico de 92%. As obras civis das estruturas encontram-se em fase de conclusão, contudo o cronograma foi impactado por questões relacionadas à conexão com a Subestação Vila do Conde. A Data de Tendência de Operação Comercial da usina é 23/11/2025.

5.5. No que se refere à UTE Portocém I, a ANEEL informou que o avanço físico das obras está em 57% e que efetuou uma fiscalização em maio do ano corrente. Destacou que duas turbinas a gás já foram recebidas no site e que a previsão de entrada em operação comercial da usina se manteve em 02/08/2026.

5.6. Sobre a transmissão de energia elétrica, a ANEEL informou que no mês maio ocorreu a entrada em operação das seguintes linhas de transmissão: LT 230 kV Itajaí - Itajaí 2 C-1 SC; LT 230 kV Itajaí - Itajaí 2 C-2 SC; LT 525 kV Itajaí 2 - Biguaçu C-1 SC; LT 500 kV Lagos - Campos 2 C-1 RJ e LT 500 kV Lagos - Campos 2 C-2 RJ. Seccionamentos: LT 500 kV Angelim II - Suape II C-1 PE; LT 500 kV Suape II - Recife II C-2 PE; LT 345 kV Gerdau O. Branco - Barro Branco C-1 MG; LT 345 kV Itabirito 2 - Gerdau O. Branco C-1 MG; LT 230 kV Asolo 2 - C. Dourada C-1 GO e LT 230 kV Edeia - Asolo 2 C-1 GO. Relatou ainda a entrada em operação de 3 Transformadores de 230 kV, 1 de 500 kV e 2 de 525 kV.

5.7. Ressaltou-se a entrada em operação da LT 500 kV Campos 2 - Lagos C1 e C2, em 10/05/2025, que viabiliza o escoamento da geração térmica da região.

5.8. A ANEEL também apresentou informações sobre o avanço das obras da Interligação Manaus – Boa Vista, considerando o atual estágio, indicando possibilidade de operação comercial em setembro/2025. Sobre a conexão da SE Olindina 2 230/69 kV em TAP simples na LT 230 kV Cícero Dantas / Alagoinhas II, a previsão de conclusão é para 10/08/2025. Por sua vez, sobre a substituição do TR 230/88 kV sinistrado na SE Centro (TECP/Alupar), por outro da SE Manoel da Nóbrega, a previsão de conclusão é 30/06/2025.

5.9. A respeito dos empreendimentos da Sterlite, registrou-se que foram emitidos os Termos de Intimação referentes aos Relatórios de Fiscalização Técnica (RFT/TI) para as transmissoras Jaçanã, Serra Negra e Tangará

5.10. A Agência mostrou o monitoramento das usinas em implantação nos sistemas isolados, bem como os projetos de interligação previstos. Enfatizando atualmente, existem duas usinas em implantação nos Estados do Amapá e Roraima, que totalizam 64,5 MW e 77 projetos de interligação com sub-rogação previstos para os Estados do Amazonas e Pará, a serem executados por duas distribuidoras.

5.11. Com relação à situação de interligação das localidades com sub-rogação, foi destacado que o IBAMA realizou vistorias no traçado da linha de transmissão e no terreno da subestação Humaitá. O processo segue em análise no IBAMA e possíveis novas exigências poderão ser formalizadas junto ao empreendedor. Após a emissão da Licença de Instalação estima-se em cerca de 18 meses o prazo para a conclusão das obras.

5.12. Por fim, o Comitê homologou as datas de tendência de operação comercial dos empreendimentos de geração e de transmissão de energia elétrica, conforme 5ª Reunião mensal de Monitoramento da Expansão da oferta de Geração e da Transmissão de 2025, ocorridas em 22 de maio de 2025. As informações referentes às datas de tendência foram encaminhadas ao MME por meio do Ofício-Circular nº 35/2025 – SFT/ANEEL.

6. MONITORAMENTO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

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

6.2. Segundo a CCEE, a contabilização apresenta um total aproximado de R\$ 2,96 bilhões, sendo R\$ 1,83 bilhão (61,9%) correspondentes ao valor da contabilização do MCP do próprio mês de referência e R\$ 1,12 bilhão (38,1%) relativos ao efeito de liminar do Generation Scaling Factor (GSF).

6.3. Do valor de R\$ 1,83 bilhão: i) foram liquidados R\$ 1,79 bilhão (97,6%), sendo que 11,6% (R\$ 208,03 milhões) serão creditados à Conta de Energia de Reserva – CONER; e ii) R\$ 42,46 milhões (2,3%) correspondem a valores não pagos.

6.4. Em seguida, a CCEE mostrou os resultados das importações e exportações, destacando que, em 2025 (janeiro a maio), não houve importação comercial.

6.5. Quanto à exportação proveniente de geração térmica, a CCEE informou que em março foram exportados 121 MWmédios / 90 GWh, sendo 99,9% para a Argentina e 0,1% para o Uruguai, totalizando R\$ 0,2 milhão para compensação à Conta Bandeiras. No mês de abril, a exportação atingiu a marca de 7,5 MWmédios / 5,4 GWh, sendo integralmente para o Uruguai, sem valor financeiro para compensação à Conta Bandeiras. Para o mês de maio, considerando dados preliminares, a exportação alcançou 44,4 MWmédios / 33 GWh, sendo 35% para a Argentina e 65% para o Uruguai, não havendo compensação à Conta Bandeiras.

6.6. Sobre a exportação de excedentes hidrelétricos (vertimento turbinável), foi informado que no mês de março foram exportados 2,9 MWmédios, sendo integralmente para o Uruguai, gerando um benefício ao Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) de R\$ 0,33 milhão. No mês de abril não houve exportação desta modalidade. Já para o mês de maio, considerando dados preliminares, a exportação alcançou 1,1 MWmédios, sendo integralmente para o Uruguai, totalizando um benefício de R\$ 0,27 milhão ao MRE.

6.7. Sobre o Programa de Resposta da Demanda (RD), as informações são de que no mês de abril de 2025, não foram apresentadas ofertas de redução de demanda e que para o mês de maio considerando dados preliminares, foram reduzidos 14 MWmédios.

6.8. Com relação ao ESS, tem-se que em março/2025 o valor foi de R\$ 34,1 milhões. No mês de abril/2025, o valor ficou em R\$ 36,7 milhões. Para o mês de maio/2025, o valor atingiu R\$ 53,1 milhões, considerando estimativas preliminares, sem considerar serviços anciliares e compensação síncrona. O ESS em foco, tem apresentado uma pequena elevação em relação aos últimos meses, principalmente pela necessidade de despacho termelétrico por segurança energética e restrição elétrica, devido aos baixos níveis de armazenamento observados na região Sul.

6.9. Já o impacto estimado do valor de ESS preliminar de maio de 2025 é equivalente a R\$ 0,95/MWh. Segundo estimativas da Câmara, isso corresponde a um custo adicional entre 0,4% a 0,46% ao preço de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL), e 0,5% de aumento na tarifa do Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

6.10. A Câmara atualizou as projeções do Preço de Liquidação das Diferenças -PLD- para a região Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) considerando diferentes cenários e apresentou adicionalmente, estimativas de acionamento das bandeiras tarifárias.

6.11. Mais adiante, A CCEE fez 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.

6.12. A CCEE ressaltou a evolução da migração de consumidores para o ACL, destacando que os dados de maio/2025 mostraram que há 137 comercializadores varejistas habilitados na Câmara, com 32.659 unidades consumidoras associadas. Informou que 13.323 consumidores já aderiram ao ACL com 43.489 unidades consumidoras, concluindo que esses dois grupos somados representam 76.148 unidades consumidoras no mercado livre. Além disso, ressaltou que há 13 comercializadores varejistas em processo de habilitação, sendo que atualmente a Câmara conta com um total de 16.272 associados.

6.13. Em seguida, a CCEE mostrou o acompanhamento das migrações. Em maio de 2025, foram concluídas 2.011 migrações, sendo 1.626 com representação varejista e 385 auto representados.

6.14. Acrescentou que, nos primeiros 5 meses de 2025, foram concluídas 11.904 migrações, enquanto no mesmo período de 2024, esse número foi de 8.936, representando um aumento de 33% no período.

6.15. Por fim, a Câmara destacou a representatividade do consumo nos ambientes de contratação, indicando que dos 72,3 GWmédios consumidos em abril de 2025, 58,2% pertencem ao ACR, enquanto 41,8% são do ACL.

7.1. O ONS apresentou os resultados do desempenho da interligação elétrica entre Venezuela e Boa Vista no período de 14 de fevereiro a 8 de junho de 2025. A operação comercial dessa interligação trouxe benefícios importantes, como a redução dos custos operacionais no sistema elétrico de Roraima e a preservação da estabilidade do fornecimento em situações críticas, como falhas em usinas locais, especialmente na UTE Jaguatirica II.

7.2. No entanto, também foram identificadas dificuldades relevantes. O sistema registrou 62 desligamentos da linha de transmissão de 230 kV entre Boa Vista e Santa Elena, sendo 59 deles forçados. Desses, 32 provocaram interrupções de carga que totalizaram 309 MWh, com destaque para um blecaute geral em Roraima em 15 de fevereiro, que interrompeu 158,9 MW. Esses desligamentos foram causados principalmente por instabilidades no sistema venezuelano, que geraram eventos de sobreexigência e subfrequência. A UTE Jaguatirica II apresentou respostas bruscas às variações no sistema, comprometendo a reserva de potência da região.

7.3. Em diversos episódios de falhas em usinas locais, a interligação evitou interrupções estimadas em 252 MWh.

7.4. Considerando as deliberações sobre a importação de energia elétrica da Venezuela, tratadas na 300^a, 301^a e 304^a Reuniões do CMSE, realizadas respectivamente, em 09 de janeiro de 2025, 05 de fevereiro de 2025 e 09 de abril de 2025, a nova oferta realizada pela Bolt Energy Comercializadora de Energia, por meio da Carta Bolt Energy datada de 02 de junho de 2025, bem como as informações trazidas à presente 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, em complemento 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 o início dos testes da interligação de Boa Vista ao Sistema Interligado Nacional – SIN, 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 preço da importação será praticado de acordo com a oferta realizada pela Bolt Energy Comercializadora de Energia, nos termos da Carta Bolt Energy, que apresentou o menor valor entre as propostas recebidas, sem direito à correção monetária, ou seja, o preço será de: R\$ 1.205,72/MWh, para o montante importado total de até 10 MW; R\$ 1.096,11/MWh, para o montante importado total de 10 a 20 MW; R\$ 986,50/MWh, para o montante importado total de 20 a 30 MW; R\$ 956,42/MWh, para o montante importado total de 30 a 60 MW; R\$ 946,13/MWh, para o montante importado total de 60 a 90 MW; e R\$ 906,92/MWh, para o montante importado total de 90 a 120 MW.

III - O ONS deverá apresentar a cada dois meses, ao CMSE, informações técnicas sobre a importação realizada e avaliação sobre o desempenho da operação do sistema elétrico de Boa Vista/RR.

8. AVERSÃO AO RISCO NOS MODELOS COMPUTACIONAIS

8.1. 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 os subsídios apresentados pelo ONS, pela CCEE e pela EPE, em resposta ao Ofício nº 8/2025/CMSE-MME, para a avaliação do Comitê quanto à eventual aprovação de alteração ou manutenção no nível de aversão ao risco dos modelos computacionais, com vigência a partir de janeiro de 2026, o CMSE delibera:

Deliberação: Referendar a abertura de Consulta Pública nº 186/2025, pelo prazo de 30 (trinta) dias, em cumprimento ao disposto no art. 4º da Resolução CNPE nº 1/2024, de proposta relativa à avaliação do nível de aversão ao risco adotado nos modelos computacionais utilizados pelo Ministério de Minas e Energia - MME, pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

9. PLANO DE AÇÃO PARA REGULAMENTAR PROCEDIMENTOS RELATIVOS À TRANSPARÊNCIA DAS DELIBERAÇÕES RELACIONADAS À GERAÇÃO POR GARANTIA DE SUPRIMENTO ENERGÉTICO – GE

9.1. Considerando a determinação contida no item 9.3 do Acórdão nº 922/2023 do Tribunal de Contas da União – TCU, que estabelece ao CMSE elaborar um plano de ação para regulamentar procedimentos relativos à transparência das deliberações sobre geração fora da ordem do mérito – GFOM, atualmente denominado geração por garantia de suprimento energético – GE, foi deliberado pelo Comitê:

Deliberação: Aprovar o presente Plano de Ação, que visa atender à determinação do item 9.3 do Acórdão nº 922/2023 – TCU, devendo cada instituição membro do CMSE indicar 2 (dois) representantes como pontos focais, no prazo de 7 (sete) dias a contar da data desta reunião, para atendimento ao Acórdão.

Deliberação TCU	Ação a ser implementada	Atividades (necessárias à Ação a ser implementada)	Responsáveis	Período de realização da atividade		Produto
				Ínicio	Fim	
Determinar ao CMSE que elabore plano de ação para regulamentar procedimentos relativos à transparência das deliberações relacionadas à geração fora da ordem do mérito, em especial no tocante à:	A Deliberação (item 9.3 do Acórdão nº 922/2023-TCU- Plenário) será atendida por meio da publicação de Resolução do CMSE	1. Elaboração de minuta do ato	SNEE/MME	12/06/2025	30/06/2025	Minuta do ato (versão 1)
		2. Colaboração das instituições que compõem o CMSE à minuta do ato (versão 1)	ONS, ANEEL, ANP, EPE e CCEE	30/06/2025	16/07/2025	Contribuições das instituições do CMSE
		3. Adequação da minuta do ato (versão 1)	SNEE/MME	16/07/2025	31/07/2025	Minuta do ato (versão 2)
		4. Elaboração de Nota Técnica e minuta de Portaria para abertura de Consulta Pública (CP)	SNEE/MME	31/07/2025	15/08/2025	Página no site do MME para receber contribuições
		5. Período da CP	SNEE/MME	15/08/2025	05/09/2025	Contribuições
		6. Análise das contribuições da CP e adequação da minuta de Resolução	SNEE/MME	05/09/2025	20/09/2025	Minuta do ato (versão 3)
		7. Consolidação da proposta de Resolução pelas instituições que compõem o CMSE	MME, ONS, ANEEL, ANP, EPE e CCEE	20/09/2025	05/10/2025	Minuta do ato (versão 4)

<p>e os respectivos prazos para publicação das decisões que autorizam a geração fora da ordem do mérito por motivos de segurança energética;</p> <p>9.3.3. diretrizes relativas à publicização das reuniões e/ou de documentos que embasaram as deliberações; e</p> <p>9.3.4. requisitos necessários e periodicidade para a sistemática de avaliação dos resultados da GE.</p>	<p>(procedimentos relativos à transparência das deliberações à geração por GE)</p>	<p>8. Elaboração de Nota Técnica e apresentação ao Comitê Permanente para Análise de Impacto Regulatório (CPAIR). Nota: Justificar dispensa de AIR - normativo de baixo impacto - Portaria nº 30/2021, art. 17, inc. III).</p>	SNEE/MME e CPAIR	05/10/2025	15/10/2025	Nota Técnica e Decisão CPAIR
		<p>9. Elaboração de Nota Técnica de fechamento da CP e envio de processo para análise jurídica da CONJUR/MME</p>	SNEE/MME	15/10/2025	31/10/2025	Nota Técnica
		<p>10. Análise e emissão de parecer jurídico</p>	CONJUR/MME	31/10/2025	20/11/2025	Parecer jurídico
		<p>11. Ajuste da minuta do ato</p>	SNEE/MME	20/11/2025	30/11/2025	Minuta do ato (versão 5)
		<p>12. Aprovação da Resolução pelo CMSE</p>	CMSE	03/12/2025	03/12/2025	Minuta do ato (versão final)
		<p>13. Assinatura e publicação da Resolução</p>	GM/MME	03/12/2025	15/12/2025	Resolução

10. ASSUNTOS GERAIS

10.1. Por fim, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrica reafirmou seu compromisso com a garantia da segurança e da confiabilidade no fornecimento de energia elétrica no País, no cenário atual e futuro, por meio da continuidade do monitoramento permanente realizado, respaldado pelos estudos elaborados sob as diversas óticas do setor elétrico brasileiro, e com a ação sinérgica e robusta das instituições que compõem o órgão.

10.2. Nada mais havendo a tratar, foram encerrados os trabalhos e determinada a lavratura desta ata que, após aprovada pelos membros, vai assinada por mim, Gentil Nogueira Sá Júnior, Secretário-Executivo do CMSE.

GENTIL NOGUEIRA SÁ JÚNIOR

Secretário-Executivo do CMSE

LISTA DE PARTICIPANTES

NOME	ÓRGÃO
Arthur Cerqueira Valério	MME
Gentil Nogueira de Sá	MME
Gustavo Cerqueira Ataide	MME
Igor Souza Ribeiro	MME
João Daniel Cascalho	MME
Leanadro Albuquerque	MME
José Affonso de Albuquerque Netto	MME
Reinaldo C. Garcia	EPE
Heloisa Esteve	EPE
Alexandre Ramos Peixoto	CCEE
Ricardo Takemitsu Simabuku	CCEE
Marcio Rea	ONS
Alexandre Nunes Zucarato	ONS
Carolina Garcia Medeiros	ONS
Ana Carolina Argolo	ANA
Joaquim Gondim	ANA
Almir Beserra dos Santos	ANP
Bruno Goulart de Freitas	ANEEL
Mariana S. Gontijo Vaz	ANEEL
Esilvan Cardoso	ANEEL
Rafael Ervilha Caetano	ANEEL
André Perim	MME
Mauricio de Oliveira Abi-chahin	MME
Edson Thiago Nascimento	MME
Isabela Vieira	MME
Victor Protázio	MME
Fabiana Cepeda	MME

Claudiane Marques de Castro	MME
Rogério Guedes	MME
Rogério Reginato	MME
Marcela Fernandes Checchia	MME
Pedro Henrique Monteiro	MME
Bianca M ^a M. de Alencar Braga	MME
Alexandra Sales	MME
Bárbara Galvão Bina	MME
Nelson Simão de Carvalho	MME
Larissa Damascena	MME
Silvia Araujo de Souza	MME
Brenner Ferreira Soares	MME
Carla Santana	MME
Alcione Carla Vaz	MME
Juliana Oliveira do Nascimento	MME
Veronica e Silva Sousa	MME
Giurla Martins	MME
Pedro Henrique Milhomem	MME
Samantha Ranny Araujo	MME
Karina Araujo Sousa	MME
Ana Lúcia Ferreira	MME
Wilker Gabriel Araújo	MME
Leandro Andrade	MME
Ryckson Greice Ataides Anhaia	MME

ANEXOS

Anexo 1:	Agenda 306 ^a CMSE (SEI nº 1070820)
Anexo 2:	Nota Informativa 306 ^a Reunião do CMSE (SEI nº 1070948)

Anexo 3:	Datas de Tendência da Transmissão 306ª Reunião (SEI nº 1070949)
Anexo 4:	Datas de Tendência da Geração 306ª Reunião (SEI nº 1070972)



Documento assinado eletronicamente por **Gentil Nogueira de Sá Junior, Secretário Nacional de Energia Elétrica**, em 17/07/2025, às 10:26, 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 **1085219** e o código CRC **C77C6F0E**.

Referência: Processo nº 48300.000757/2025-10

SEI nº 1085219