



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATA DE REUNIÃO

CMSE - COMITÊ DE MONITORAMENTO DO SETOR ELÉTRICO **ATA DA 307^a REUNIÃO (Ordinária)**

Data: 16 de julho de 2025

Horário: 14:30

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

Participantes: Lista Anexa

1. ABERTURA

1.1. A 307^a 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 junho/2025, o volume de precipitação ficou acima da média histórica nas bacias dos rios Jacuí, Uruguai, Iguaçu, Paranapanema, Tietê e na incremental à usina hidrelétrica de Itaipú e próximo da média na bacia do rio Grande. As demais bacias com relevante participação hidrelétrica do SIN, apresentaram precipitação inferiores à média. As chuvas de junho possibilitaram aumento de até 4 GW de disponibilidade de potência. Para o próximo trimestre, a previsão é de precipitação próxima à média nas principais bacias hidrográficas de interesse do SIN.

2.2. Durante o mês de junho/2025, devido às precipitações e à massa de ar frio, as temperaturas diminuíram nas regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste e no Estado do Acre.

2.3. Em relação à Energia Natural Afluente – ENA, no mês de junho/2025 foram verificados valores abaixo da média histórica nos subsistemas SE/CO, NE e N, já no Sul verificou-se valores acima da média: Sudeste/Centro-Oeste (83% da Média de Longo Término – MLT), Sul (174% da MLT), Nordeste (41% da MLT) e Norte (60% da MLT). Para o SIN, a ENA foi de 92% da MLT.

2.4. Ao final do mês de junho/2025 foram verificados armazenamentos equivalentes de cerca de 66%, 84%, 69% e 97% da Energia Armazenada máxima – EARmáx, nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente. Para o SIN, o armazenamento verificado foi de aproximadamente 70%.

2.5. Em junho/2025, 88% de toda a geração de energia elétrica no SIN foi proveniente de fontes renováveis. Houve recordes de geração fotovoltaica, em base mensal, no subsistema Norte, com 580 MWmed.

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

- a) exportação para a Argentina durante 27 dias do mês de junho, com valor máximo de 2.048 MW, sendo o fluxo médio mensal de 831 MWmed;
- b) exportação para o Uruguai nos dias 25, 26 e 27 de junho, com valor máximo de 410 MW, sendo o fluxo médio mensal de 8,5 MWmed; e
- c) importação da Venezuela em todos os dias de junho, com fluxo médio mensal de 7,5 MWmed.

2.7. A carga média de junho/2025 foi de 75,5 GWmed, correspondendo a queda de 0,3% em relação ao mesmo mês de 2024.

2.8. Em junho de 2025, a principal perturbação com corte de carga igual ou superior a 100 MW e duração igual ou superior a dez minutos, ocorreu em 26/06/2025, no estado do Pará, com corte de carga de 255 MW e duração de 23 minutos.

2.9. Para o mês de julho/2025, de acordo com o 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 82%, 98%, 44% e 75% da MLT, respectivamente. Para o SIN, o estudo aponta condições de afluência prevista de 82% da MLT, sendo o 26º menor valor para o mês de um histórico de 95 anos.

2.10. Ainda para julho, considerando o cenário mais positivo, as previsões de ENA são: 83%, 137%, 44% e 72% da MLT, para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente. Para o SIN, os resultados apontam para condições de afluência de 91% da MLT, sendo o 41º menor patamar para um histórico de 95 anos.

2.11. Em termos de armazenamento, para o último dia do mês de julho, considerando o cenário inferior, a expectativa é de 64%, 91%, 64% e 96% da EARmáx, nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente. No cenário superior, há a previsão de 64%, 89%, 64% e 96% da EARmáx, considerando a mesma ordem. Para o SIN, os resultados devem ser de 67% da EARmáx, para o cenário inferior e 68% da EARmáx, para o cenário superior.

2.12. Com relação à operação prevista, considerando-se o período de julho a dezembro/2025, as condições de afluências no SIN variam entre 73% e 98% da MLT. Se confirmadas as condições do limite superior de ENA, essa será classificada como a 44ª maior do histórico de 95 anos. Se confirmadas as condições do limite inferior de ENA, o SIN será classificado como a 5º menor valor do referido histórico.

2.13. Para o SIN, os estudos prospectivos (visão dos próximos 6 meses) apresentados mostram que ao final de dezembro/2025, os armazenamentos podem variar entre 44,1% e 56,2% da EARmáx. No cenário inferior, observa-se redução no período seco, porém, com os armazenamentos na faixa verde da Curva Referencial de Armazenamento – CRef durante todo o horizonte.

2.14. O ONS também apresentou a expectativa de comportamento das faixas operativas (normal / atenção) dos reservatórios do SIN, destacando Sobradinho que está na faixa de Operação de Atenção para todo o horizonte, considerando o atendimento às Resoluções da Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico – ANA.

2.15. Ainda considerando os estudos prospectivos, no cenário hidrológico inferior, os modelos indicam Custo Marginal de Operação – CMO que pode variar entre R\$ 238/MWh e R\$ 604/MWh, com valores equalizados em todo os subsistemas. 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.

2.16. Com relação ao atendimento à potência, existe a necessidade de alocação de geração térmica adicional ao longo de todo o horizonte, com projeção de invasão da reserva operativa – RO, a partir de outubro.

2.17. Por fim, o Operador apresentou as seguintes recomendações:

- Monitorar o abastecimento de gás no período seco;
- Fazer gestão junto ao agente (EKKT3-Guanabara) de modo a antecipar a entrada da LT 500 kV Terminal Rio-Lagos, prevista para outubro de 2025.

- Medidas para apoiar no atendimento de potência no segundo semestre de 2025, tais como avaliar a implantação do Horário de Verão; o despacho térmico de usinas a GNL, sem necessidade de antecedência de 60 dias, de Santa Cruz, Linhares e Porto Sergipe I; a disponibilização de UTEs existentes que ainda se encontram sem CVU válido conforme regulamentação.

2.18. Com base na apresentação realizada sobre a avaliação das condições do atendimento eletroenergético do SIN, o CMSE deliberou:

Deliberação:

I - Recomendar à ANEEL a adoção de medidas necessárias para viabilizar a eventual necessidade despacho das UTEs Luiz Oscar Rodrigues de Melo e Porto do Sergipe I, com flexibilidade operativa para atendimento a ponta do sistema, no horizonte setembro de 2025 a janeiro de 2026, buscando a minimização do custo total de operação do SIN;

II - O ONS deverá priorizar o despacho antecipado dessas usinas por razão energética, por ordem de mérito de custo, em relação ao despacho para atendimento da ponta do sistema de que trata (I);

III - O ONS deverá considerar a disponibilidade da oferta apresentada para as usinas operarem com flexibilidade operativa, para fins da análise prospectiva de atendimento a potência no horizonte indicado.

3. AVALIAÇÃO DA COERÊNCIA ENTRE BASES DE DADOS DE GERAÇÃO DE ESTUDOS ELÉTRICOS E ENERGÉTICOS

3.1. O ONS destacou que na base PEN, a autoprodução não é representada e todas as usinas com obras iniciadas são representadas, não na data do CUST, mas na data de tendência que foi homologada. As usinas que não estejam com obras iniciadas, consideram apenas aquelas que têm CUST.

3.2. Já na base elétrica (PAR/PEL), a referência que existe no procedimento de rede é considerar o conjunto de geradores existentes e futuros (médio prazo) que tem contrato de uso assinado para uso do sistema de transmissão.

3.3. O ONS apresentou a diferença em números, com a base energética (PEN) contendo 268 GW de potência instalada, no final do horizonte (base PMO/maio). Com relação à base elétrica (PAR/PEL), há 290 GW de capacidade instalada no mesmo horizonte, o que significa uma diferença de 22 GW líquidos.

3.4. Com base na apresentação realizada sobre a coerência entre bases de dados de geração de estudos elétricos e energéticos, o CMSE deliberou:

Deliberação: O ONS, de forma articulada com EPE, CCEE e ANEEL, deverá apresentar, até o CMSE de setembro de 2025, avaliação e proposta, incluindo aperfeiçoamentos regulatórios, para viabilizar coerência entre as bases de dados de geração utilizadas nos estudos elétricos e energéticos.

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

4.1. 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 junho de 2025 foi de 204 MW de capacidade instalada de geração centralizada, 267.3 km em linhas de transmissão e de 900 MVA de capacidade de transformação.

4.2. Desde o início do ano houve um incremento de 4.211 MW de capacidade instalada centralizada de geração, 1.314,6 km de linhas de transmissão e 4.662 MVA de capacidade de transformação.

4.3. Para 2025, há a expectativa de expansão de 9.185 MW de capacidade instalada de geração centralizada, 4.133 km de linhas de transmissão e 11.011 MVA de capacidade de transformação.

4.4. Na expansão da geração, destacaram a entrada em operação comercial dos seguintes empreendimentos de geração: UTE BBF Água Branca (PA) 630 kW, UFV Pedro Leopoldo 2 (MG) 45 MW, EOL Serra das Almas VI (BA) 45 MW, EOL Serra do Assuruá 7 (BA) 27 MW, EOL Ventos de Santa Luzia 15 (BA) 27 MW (ACR), EOL Ventos de Santo Antonio 04 (BA) 31,5 MW (ACR).

4.5. 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 95%. 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.

4.6. No que se refere à UTE Portocém I, a ANEEL informou que o avanço físico das obras está em 63% 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.

4.7. Sobre a transmissão de energia elétrica, a ANEEL informou que no mês junho ocorreu a entrada em operação das seguintes linhas de transmissão: LT 230 kV Abdon Batista /Videira C1 SC e LT 230 kV Abdon Batista / Videira C2 SC. Seccionamentos: LT 345 kV Furnas / Varginha 4 C1 MG; LT 345 kV Varginha 4 / Itutinga C1 MG; LT 345 kV B. Santista /Domenico Rangoni C1 SP e LT 345 kV Domenico Rangoni /Tijuco Preto C1 SP. Também destacaram a entrada em operação dos seguintes transformadores: TR 345/138 kV Domenico Rangoni TR1 SP; TR 345/138 kV Domenico Rangoni TR2 SP; TR 230/69 kV Pr. Figueiredo Nova TR1 AM e TR 230/69 kV Pr. Figueiredo Nova TR1 AM.

4.8. Apresentaram informações sobre o avanço das obras da Interligação Manaus – Boa Vista. Considerando o atual estágio, indicaram possibilidade de operação comercial em setembro/2025.

4.9. Sobre a conexão da SE Olindina 2 230/69 kV em TAP simples na LT 230 kV Cícero Dantas / Alagoinhas II, informaram previsão de conclusão para 10/08/2025.

4.10. A Agência mostrou o monitoramento das usinas em implantação nos sistemas isolados, bem como os projetos de interligação previstos, enfatizando que atualmente, existem duas usinas em implantação nos Estados do Amapá e Roraima, que totalizam 64,5 MW e 67 projetos de interligação com sub-rogação, previstos para os Estados do Amazonas e Pará, a serem executados por duas distribuidoras.

4.11. 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. Sobre esse assunto, foi destacado como ponto de atenção a correspondência CTA DT Nº 005 2025 de 04 de julho de 2025 na qual a AME solicita que seja levado ao conhecimento do CMSE dificuldade na obtenção de Licença Prévia junto ao IBAMA, mesmo após ter cumprimento todas as exigências legais necessárias.

4.12. Por fim, o Comitê homologou as datas de tendência de operação comercial dos empreendimentos de geração e de transmissão de energia elétrica, conforme 6ª Reunião mensal de Monitoramento da Expansão da oferta de Geração e da Transmissão de 2025, ocorridas em 18 de junho de 2025. As informações referentes às datas de tendência foram encaminhadas ao MME por meio do Ofício-Circular nº 343/2025 – SFT/ANEEL.

5. MONITORAMENTO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

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

5.2. Segundo a CCEE, a contabilização apresenta um total aproximado de R\$ 3,15 bilhões, sendo R\$ 2,06 bilhão (65,4%) correspondentes ao valor da contabilização do MCP do próprio mês de referência e R\$ 1,09 bilhão (34,6%) relativos ao efeito de liminar do Generation Scaling Factor (GSF).

5.3. Do valor de R\$ 2,06 bilhão: i) foram liquidados R\$ 1,98 bilhão (96,1%), sendo que 16,15% (R\$ 319,84 milhões) serão creditados à Conta de Energia de Reserva – CONER; e ii) R\$ 81,16 milhões

(3,9%) correspondem a valores não pagos.

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

5.5. Quanto à exportação proveniente de geração térmica, a CCEE informou que em abril foram exportados 7,5 MWmédios / 5,4 GWh, sendo integralmente para o Uruguai, sem valor financeiro para compensação à Conta Bandeiras. No mês de maio, a exportação atingiu a marca de 45 MWmédios / 33,4 GWh, sendo 36% para a Argentina e 64% para o Uruguai, não havendo compensação à Conta Bandeiras. Para o mês de junho, considerando dados preliminares, a exportação alcançou 863 MWmédios / 622 GWh, sendo 99% para a Argentina e 1% para o Uruguai, totalizando R\$ 5,5 milhões para compensação à Conta Bandeiras.

5.6. Sobre a exportação de excedentes hidrelétricos (vertimento turbinável), foi informado que no mês de abril não houve exportação desta modalidade. Para o mês de maio, a exportação alcançou 1,03 MWmédios, sendo integralmente para o Uruguai, totalizando um benefício de R\$ 0,23 milhão ao MRE. Já no mês de junho, considerando dados preliminares, não houve exportação desta modalidade.

5.7. 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, para o mês de maio foram reduzidos 7 MWmédios. Em junho, considerando dados preliminares, foram reduzidos 7 MWmédios.

5.8. Com relação ao ESS, tem-se que em abril/2025 o valor foi de R\$ 36,7 milhões. No mês de maio/2025, o valor ficou em R\$ 83,2 milhões. Para o mês de junho/2025, o valor atingiu R\$ 77,7 milhões, com base em estimativas preliminares, e considerando o constrained-off eólico. Verifica-se redução do ESS em razão da melhora das condições hidrológicas na região Sul, reduzindo a necessidade de despacho termelétrico por segurança energética.

5.9. Já o impacto estimado do valor de ESS preliminar de junho de 2025 é equivalente a R\$ 1,48/MWh. Segundo estimativas da Câmara, isso corresponde a um custo adicional entre 0,56% a 0,62% ao preço de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL), e 0,5% de aumento na tarifa do Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

5.10. 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.

5.11. 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.

5.12. A CCEE ressaltou a evolução da migração de consumidores para o ACL, destacando que os dados de junho/2025 mostram que há 137 comercializadores varejistas habilitados na Câmara, com 34.153 unidades consumidoras associadas. Informou que 13.342 consumidores já aderiram ao ACL com 43.871 unidades consumidoras, concluindo que esses dois grupos somados representam 78.024 unidades consumidoras no mercado livre. Além disso, ressaltou que há 20 comercializadores varejistas em processo de habilitação, sendo que atualmente a Câmara conta com um total de 16.323 associados.

5.13. Em seguida, a CCEE mostrou o acompanhamento das migrações. Em junho de 2025, foram concluídas 1.925 migrações, sendo 1.514 com representação varejista e 411 auto representados.

5.14. Acrescentou que, no primeiro semestre de 2025, foram concluídas 13.832 migrações, enquanto no mesmo período de 2024, esse número foi de 10.952, representando um aumento de 26% no período.

5.15. Por fim, a Câmara destacou a representatividade do consumo nos ambientes de contratação, indicando que dos 70 GWmédios consumidos em maio de 2025, 57% pertencem ao ACR, enquanto 43% são do ACL.

6. RESOLUÇÃO DE GOVERNANÇA DA AVERSÃO AO RISCO NOS MODELOS COMPUTACIONAIS

6.1. Comitê de Monitoramento do Setor Elétrica aprovou a Resolução CMSE nº 1, de 25 de julho de 2025, que trata de estabelecer os ritos e prazos próprios para avaliar e aprovar alterações no nível de aversão ao risco dos modelos computacionais do setor elétrico, inclusive procedimentos quanto à alteração das referências a serem consideradas para caracterização de alteração ou manutenção do nível de aversão ao risco. A aprovação atende ao que estabelece o artigo 4º da Resolução CNPE nº 1, de 12 de março de 2024, tendo sido publicada no Diário Oficial da União na edição do dia 28 de julho de 2025, podendo ser acessada pelo link <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-cmse-n-1-de-25-de-julho-de-2025-644476240>.

7. ASSUNTOS GERAIS

7.1. 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.

7.2. 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
Gentil Nogueira de Sá	MME
Gustavo Cerqueira Ataide	MME
Igor Souza Ribeiro	MME
Leanadro Albuquerque	MME
Frederico de Araújo Teles	MME
Reinaldo C. Garcia	EPE
Ricardo Takemitsu Simabuku	CCEE
Eduardo Rossi	CCEE
Marcio Rea	ONS
Alexandre Nunes Zucarato	ONS
Renata Crusius	ONS
Pablo Uhart	ONS
Joaquim Gondim	ANA

Antônio Henrique Vaz Santos	ANP
Igor Alexandre Walter	ANEEL
Luiz Gustavo Nascentes Baena	ANEEL
Esilvan Cardoso	ANEEL
Ana Cláudia Cirino	ANEEL
André Patrus	ANEEL
Felipe Calabria	ANEEL
André Perim	MME
Edson Thiago Nascimento	MME
Isabela Vieira	MME
André Luiz Dias de Oliveira	MME
Victor Protázio	MME
Fabiana Cepeda	MME
Guilherme Godoi	MME
Claudiane Marques de Castro	MME
Rogério Guedes	MME
Bianca M ^a M. de Alencar Braga	MME
Bárbara Galvão Bina	MME
Larissa Damascena	MME
Silvia Araujo de Souza	MME
Guilherme Zanetti	MME
Carla Santana	MME
Letícia Damascena	MME
Juliana Oliveira do Nascimento	MME
Veronica e Silva Sousa	MME
Júlia R. B. Coelho	MME
Samantha Ranny Araujo	MME
Karina Araujo Sousa	MME
Maria Ceicilene Aragão Martins	MME

Marlian Leão de Oliveira	MME
Christiany Salgado Faria	MME
Giseli dos Santos	MME
Karina Araújo Souza	MME
Rebecca Kristina Mendes de Sousa	MME

ANEXOS

Anexo 1:	Agenda 307 ^a CMSE (SEI nº 1086256)
Anexo 2:	Nota Informativa 307 ^a Reunião do CMSE (SEI nº 1086259)
Anexo 3:	Datas de Tendência da Transmissão 307 ^a Reunião (SEI nº 1086251)
Anexo 4:	Datas de Tendência da Geração 307 ^a Reunião (SEI nº 1086245)



Documento assinado eletronicamente por **Gentil Nogueira de Sá Junior, Secretário Nacional de Energia Elétrica**, em 20/08/2025, às 09:04, 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 **1099746** e o código CRC **D15CF061**.