



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATA DE REUNIÃO

CMSE - COMITÊ DE MONITORAMENTO DO SETOR ELÉTRICO

ATA DA 303ª REUNIÃO (Ordinária)

Data: 12 de março de 2025

Horário: 14:30

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

Participantes: Lista Anexa

1. ABERTURA

1.1. A 303ª 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 fevereiro/2025, a partir da segunda semana, a precipitação diminuiu nas bacias hidrográficas das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, ficando o total acumulado mensal inferior à média histórica nessas regiões. No Sul, verificou-se o menor volume acumulado desde o início do período chuvoso. Os maiores totais de precipitação ficaram restritos às bacias hidrográficas da região Norte, com a ocorrência de valores superiores à média histórica nos trechos médio e baixo do Xingu. Esse padrão de precipitação, combinado com sucessivas ondas de calor no Sul, Sudeste e Centro-Oeste, favoreceu a ocorrência de recordes de demanda instantânea.

2.2. Em relação à Energia Natural Afluyente – ENA, no mês de fevereiro/2025, foram verificados valores abaixo da média histórica nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste (84% da Média de Longo Termo – MLT), Sul (85% da MLT) e Nordeste (87% da MLT). O subsistema Norte apresentou condições hidroenergéticas mais favoráveis, registrando 113% da MLT. Para o SIN, a ENA foi de 90% da MLT.

2.3. Ao final do mês de fevereiro/2025, foram verificados armazenamentos equivalentes de cerca de 69%, 54%, 80% e 93% da Energia Armazenada máxima – EARMáx, nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente. Para o SIN, o armazenamento verificado foi de aproximadamente 71%.

2.4. Em fevereiro/2025, 93% de toda a geração de energia elétrica no SIN foi proveniente de fontes renováveis. Houve recorde de geração fotovoltaica no SIN, em base horária, às 11h do dia 26/02, com montante de 37.228 MW. Também houve recordes, em base mensal, no SIN com 10.788 MWmed e no Sudeste/Centro-Oeste com 5.613 MWmed.

2.5. Ocorreram também dois recordes de demanda instantânea, no SIN. O mais recente deles alcançou um pico de 106.536 MW, às 14h25min, do dia 26/02.

2.6. O ONS emitiu parecer favorável à operação comercial de importação de energia da Venezuela para abastecer Roraima, iniciada em 14/02/2025, após a conclusão do segundo teste de intercâmbio de energia realizado em atenção à deliberação ocorrida na 301ª Reunião do CMSE. Desde o início do processo, foram registrados 23 eventos, incluindo 6 cortes de carga no Sistema Roraima e 12 desligamentos da Linha de Transmissão – LT 230 kV Boa Vista - Santa Elena. Os benefícios com a operação serão apresentados ao CMSE findado o período autorizado para a importação.

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

- a) exportação para a Argentina em todos os dias de fevereiro, com valor máximo de 2.151 MW, sendo o fluxo médio mensal de 723 MWmed;
- b) exportação para o Uruguai em 21 dias de fevereiro, com valor máximo de 500 MW, sendo o fluxo médio mensal de 111 MWmed; e
- c) início da importação da Venezuela para Roraima, no dia 14/02/2025, limitada a 15 MW.

2.8. Entre 22/01 e 13/02/2025, o 2º Bipolo de Belo Monte (LT 800 kVcc Xingu-Terminal Rio) ficou fora de operação. O desligamento exigiu controle do carregamento entre Xingu e Tucuruí para evitar sobrecarga na UHE Belo Monte e resultou em restrição de escoamento de geração renovável. Para mitigar os impactos, houve despacho térmico adicional de até 4.100 MW em diversas datas, com custo de R\$ 133,2 milhões, além da importação emergencial de energia da Argentina e Uruguai.

2.9. A carga média de fevereiro/2025 foi de 89,5 GWmed, correspondendo aumento de 7,5% em relação ao mesmo mês de 2024.

2.10. As perturbações na Rede Básica ocorridas no mês de fevereiro de 2025, com corte de carga maior ou igual a 100 MW e duração igual ou superior a dez minutos, foram: em 11/02 no estado do Maranhão, com corte de carga de 620 MW e duração de 34 minutos; em 14/02 no estado do Rio Grande do Sul, com corte de carga de 193 MW e duração de 504 minutos; em 18/02 no estado de Minas Gerais, com corte de carga de 146 MW e duração de 71 minutos; em 23/02 no estado de São Paulo, com corte de carga de 415 MW e duração de 13 minutos. Sem envolvimento com a Rede Básica, destacam-se: em 1º/02 no estado de Santa Catarina, com corte de carga de 104 MW e duração de 202 minutos; e em 15/02 no estado de Roraima, blecaute com corte de carga de 159 MW e duração de 59 minutos.

2.11. Para o mês de março/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 61%, 46%, 27% e 98% da MLT, respectivamente. Para o SIN, o estudo aponta condições de afluência prevista de 65% da MLT, sendo o 3º menor valor para o mês de um histórico de 95 anos.

2.12. Ainda para março, considerando o cenário mais positivo, as previsões de ENA são: 73%, 166%, 29% e 95% da MLT, para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente. Para o SIN, os resultados apontam para condições de afluência de 78% da MLT, sendo o 13º menor patamar para um histórico de 95 anos.

2.13. Em termos de armazenamento, para o último dia do mês de março, considerando o cenário inferior, a expectativa é de 71,3%, 43,9%, 80,8% e 96,4% da EARMáx, nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente. No cenário superior, há a previsão de 75,1%, 81,3%, 81,8% e 96,0% da EARMáx, considerando a mesma ordem. Para o SIN, o resultado deve ser de 72,4% da EARMáx, para o cenário inferior, e 77,8% para o cenário superior.

2.14. Com relação à operação prevista, considerando-se o período de março a agosto/2025, as condições de afluências no SIN variam entre 66% e 88% da MLT. Se confirmadas as condições do limite superior, a ENA será classificada como a 23ª menor do histórico de 95 anos. Se confirmadas as condições do limite inferior, a ENA do SIN será classificada como a menor valor do referido histórico.

2.15. Para o SIN, os estudos prospectivos (visão dos próximos 6 meses) apresentados mostram que, ao final de agosto/2025, os armazenamentos podem variar entre 61,2% e 73,7% da EARMáx. No cenário inferior de afluências, observa-se manutenção dos armazenamentos até junho, com ligeiro declínio em seguida, mantendo-se na faixa verde da Curva Referencial de Armazenamento – CRef durante todo o

horizonte.

2.16. Ainda considerando os estudos prospectivos, no cenário hidrológico inferior, os modelos indicam Custo Marginal de Operação – CMO variando de R\$ 283/MWh, em março/2025, a R\$ 555/MWh, em agosto/2025, apresentando descolamento entre os subsistemas no período de março e maio/2025. Porém, 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. Salienta-se que foi informado o início dos debates no âmbito do CMSE para discutir a governança do nível de aversão ao risco dos modelos computacionais, tratada na Resolução do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE nº 1/2024. Em breve, o CMSE definirá e divulgará critérios gerais, ritos e prazos para o desenvolvimento das atividades relacionadas ao assunto, a serem aplicados ordinariamente, resguardada a previsibilidade estabelecida na referida Resolução.

2.18. 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.

• Grupo de trabalho sobre cortes de geração

2.19. Os membros do CMSE discutiram estratégias para mitigar os impactos dos cortes de geração de energia renovável na região Nordeste.

2.20. Os cortes de geração renovável podem ocorrer por razão de indisponibilidade externa, de confiabilidade do SIN e de suas áreas elétricas ou por insuficiência de consumo para fazer frente à geração instantânea.

2.21. Após discussões no grupo sobre ações para aumentar a confiabilidade no fornecimento de energia, considerando determinação contida no Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica – POTEE de 2024, 4ª Emissão, para a implantação de 3 compensadores síncronos no estado do Rio Grande do Norte, sendo um destinado à Subestação – SE 500

2.22. kV João Câmara III e dois à SE 500 kV Açú III, conforme indicação do ONS, por meio da Nota Técnica NT-ONS DPL 0008-2025, favorecendo a transmissão de energia proveniente de fontes de geração renovável da região Nordeste do Brasil, a transição energética e a segurança eletroenergética do SIN, o CMSE deliberou o seguinte:

Deliberação:

(i) pelo reconhecimento do caráter estratégico dos empreendimentos de transmissão citados, com previsão de licitação no segundo semestre de 2025; e

(ii) pela realização de monitoramento diferenciado pela SNEE/MME junto ao agente responsável e instituições envolvidas, com o propósito de contribuir na celeridade da sua implantação.

2.23. Na reunião, foi informado que o Grupo de Trabalho do CMSE se reunirá e ouvirá associações setoriais, podendo apresentar novas propostas de deliberação ao CMSE.

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 fevereiro de 2025 foi de 165 MW de capacidade instalada de geração centralizada, 20 km em linhas e transmissão e 300 MVA de capacidade de transformação.

3.2. Para 2025, há a expectativa de haver expansão de 9.447 MW de capacidade instalada de geração centralizada, 4.404 km de linhas de transmissão e 11.811 MVA de capacidade de transformação.

3.3. Na apresentação, foi enfatizada a entrada em operação comercial no mês de fevereiro/25 dos seguintes empreendimentos de geração: UG3 UTE MC2 Nova Venécia 2 (MA) – 87,7 MW, UTE Inpasa Sidrolândia (MS) – 53 MW, PCH Verde 02 Baixo (GO) – 19,3 MW, PCH Lacerdópolis (SC) – 9,6 MW

3.4. Sobre a UTE GNA II, a ANEEL informou que os testes continuam em andamento. A

previsão de entrada em operação comercial da usina foi mantida em 15/08/2025.

3.5. Em relação à UTE Portocém I, a ANEEL informou um avanço físico da obra de 41% e a previsão de entrada em operação comercial da usina se manteve em 02/08/2026. Relatou também sobre a ocorrência de mais uma greve no Porto de Vila do Conde em Barcarena/PA, bloqueando o acesso de pessoas e veículos à área do porto organizado. Esta ocorreu no dia 24/02/2025 e foi promovida pelo Sindicato dos Guardas Portuários (SINDIGUAPOR). A empresa notificou novamente a Administração do Porto questionando sobre as providências adotadas em situações dessa natureza tendo em vista que podem impactar o cronograma da obra.

3.6. Sobre a transmissão, a ANEEL destacou a entrada em operação comercial da LT 230 kV Caxias Norte / Caxias Sul 5 C-1 RS e a LT 230 kV Caxias Norte / Farroupilha C-1 RS, assim como 1 TR 440/138 kV Água Vermelha TR6 SP.

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 82 projetos de interligação previstos para os Estados do Amazonas e Pará, a serem executados por duas distribuidoras.

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 2ª Reunião mensal de Monitoramento da Expansão da oferta de Geração e da Transmissão de 2025, ocorridas em 20 de fevereiro de 2025. As informações referentes às datas de tendência foram encaminhadas ao Ministério de Minas e Energia – MME por meio do Ofício-Circular nº 15/2025 – SFT/ANEE

4. MONITORAMENTO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1. Primeiramente, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE apresentou a liquidação financeira no Mercado de Curto Prazo – MCP referente à contabilização de janeiro de 2025.

4.2. Segundo a CCEE, a previsão da contabilização apresenta um total aproximado de R\$ 2,22 bilhões, sendo R\$ 1,10 bilhão (49,6%) correspondentes ao valor da contabilização do MCP do próprio mês de referência e R\$ 1,12 bilhão (50,4%) relativos ao efeito de liminar do Generation Scaling Factor – GSF.

4.3. Do valor de R\$ 1,10 bilhão: i) foi liquidado R\$ 1,021 bilhão (92,8%), sendo que 10% (R\$ 105,81 milhões) serão creditados à Conta de Energia de Reserva – CONER; e ii) R\$ 79,66 milhões (7,2%) correspondem a valores não pagos.

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

4.5. Quanto à exportação proveniente de geração térmica, a CCEE informou que em janeiro foram exportados 399 MW médios / 297 GWh, sendo 90,5% para a Argentina e 9,5% para o Uruguai, totalizando R\$ 14 milhões para compensação à Conta Bandeiras. Para o mês de fevereiro, considerando dados preliminares, a exportação atingiu 860 MW médios / 578 GWh sendo 87% para a Argentina e 13% para o Uruguai, totalizando R\$ 0,9 milhões para compensação à Conta Bandeira.

4.6. Sobre a exportação de excedentes hidrelétricos (vertimento turbinável), a CCEE informou que no mês de janeiro foram exportados 5 MW médios, sendo 64% para a Argentina e 36 % para o Uruguai, gerando um benefício ao Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) de R\$ 0,22 milhão. Em fevereiro, considerando dados preliminares, a exportação alcançou 12 MW médios sendo 45,2% para a Argentina e 54,8% para o Uruguai, totalizando um benefício de R\$ 0,16 milhão ao MRE.

4.7. Sobre o Programa de Resposta da Demanda (RD), a CCEE informou que no mês de fevereiro de 2025, considerando dados preliminares, foram reduzidos 133 MW médios a um preço médio de negociação de R\$ 805/MWh, gerando um valor de R\$ 4,37 milhões recebidos pelos participantes via Encargos de Serviços do Sistema (ESS). Houve a participação de 6 unidades consumidoras em cinco dias do mês (negociação nos dias 4, 5, 10, 11 e 12/02).

4.8. A Câmara ainda informou que o programa de resposta da demanda com o Produto Disponibilidade, em janeiro de 2025 (4 dias – 20 a 22 e 24/01) contou com a participação de 4 unidades consumidoras tendo uma redução de demanda de 96,5 MW médios nos horários de ponta, gerando uma

receita fixa de R\$ 1,9 milhão para as unidades consumidoras participantes, paga por meio de ESS.

4.9. Com relação ao ESS, a CCEE informou que em dezembro/2024 o valor foi de R\$ 151 milhões. No mês de janeiro/2025, o valor ficou em R\$ 169,4 milhões. Para o mês de fevereiro/2025 o valor atingiu R\$ 46,4 milhões, considerando estimativas preliminares, sem considerar serviços ancilares e compensação síncrona. O ESS observado apresentou redução devido à melhora das vazões observadas desde o início do período úmido, sendo observado ESS principalmente na primeira quinzena do mês, devido à geração termelétrica por restrição elétrica e por unit commitment associado ao atendimento da ponta de carga líquida devido às altas temperaturas observadas e à indisponibilidade do bipolo Xingu Terminal Rio. Já o impacto estimado do valor de ESS preliminar de fevereiro de 2025 é equivalente a R\$ 0,80/MWh. Segundo estimativas da Câmara, isso corresponde a um custo adicional entre 0,6% a 0,8% ao preço de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL), e 0,5% de aumento na tarifa do Ambiente de Contratação Regulado (ACR).

4.10. A Câmara atualizou a projeção do PLD – SE/CO para diferentes cenários, fez também projeções da bandeira tarifária.

4.11. 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.

4.12. Posteriormente, a CCEE ressaltou a evolução da migração de consumidores para o ACL, destacando que os dados de fevereiro/2025 mostram que há 133 comercializadores varejistas habilitados na Câmara, com 27.420 unidades consumidoras associadas. Além disso, informou que 13.267 consumidores já aderiram ao ACL com 42.437 unidades consumidoras. Esses dois grupos somados representam 69.857 unidades consumidoras no mercado livre. Além disso, há 15 comercializadores varejistas em processo de habilitação, sendo que atualmente a Câmara conta com um total de 16.176 associados.

4.13. A CCEE apresentou, ainda, o acompanhamento das migrações. Em fevereiro de 2025, foram concluídas 2.443 migrações, sendo 2.044 com representação varejista e 399 auto representados. A Câmara informou que, no primeiro bimestre de 2025, foram concluídas 5.459 migrações, enquanto no mesmo período de 2024, esse número foi de 3.865, representando um aumento de 41%.

4.14. Por fim, a Câmara destacou a representatividade do consumo nos ambientes de contratação, indicando que dos 74,6 GW médios consumidos em janeiro de 2025, 60% pertencem ao Ambiente de Contratação Regulado (ACR), enquanto 40% são do Ambiente de Contratação Livre (ACL).

5. ASSUNTOS GERAIS

• Preparação para o evento BRICS – Brasil 2025

5.1. A Secretaria Nacional de Energia Elétrica – SNEE, do MME, realizou apresentação sobre a necessidade de preparar o sistema elétrico para o BRICS 2025, evento de grande relevância nacional, e que, portanto, necessita de um grau adicional de segurança para garantia da continuidade e da qualidade do fornecimento de energia elétrica. Desse modo, para todo o período de ocorrência do evento, faz-se necessária a preparação do sistema elétrico brasileiro nos termos da Resolução do CMSE nº 1, de 25 de janeiro de 2005:

“Art. 1 Estabelecer como diretriz operacional a ser seguida pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS que, previamente à realização de eventos de grande relevância e repercussão nacional, e que exijam um grau adicional de segurança, sejam propostos esquemas e providências especiais e suplementares, a fim de garantir o suprimento eletroenergético nos padrões de continuidade e qualidade à sociedade.”

5.2. Assim, tendo em vista a necessidade de preparar o sistema elétrico para o evento, caberá ao CMSE notificar o ONS para que tome providências sobre o tema. A posteriori, o ONS deverá apresentar ao CMSE o planejamento da operação do sistema elétrico e posteriormente os resultados da operação.

• Postergação das diretrizes contidas nas Portarias Normativas MME nº 76, de 2024, e nº 88, de 2024

5.3. Foi informado que se encontram em andamento as instruções processuais para prorrogação

da Portaria Normativa MME nº 76, de 29 de abril de 2024, e da Portaria Normativa MME nº 88, de 31 de outubro de 2024, cujas vigências se encerram em 30 abril de 2025 e 31 de março de 2025, respectivamente. As prorrogações das diretrizes contidas nos normativos buscam aumentar a disponibilidade e flexibilidade dos recursos eletroenergéticos disponíveis para a operação do SIN. A Portaria Normativa nº 76/2024 autoriza a inclusão de custos fixos nos custos variáveis de usinas termelétricas despacháveis centralizadamente, operacionalmente disponíveis e sem contrato de comercialização de energia elétrica vigente, conhecidas como usinas Merchant. Já a Portaria Normativa nº 88/2024 permite a operação em condição diferenciada de usinas termoeletricas para atendimento de potência no SIN.

LISTA DE PARTICIPANTES

NOME	ÓRGÃO
Arthur Cerqueira Valério	MME
Fernando Colli	MME
Gentil Nogueira de Sá Junior	MME
Thiago Barral	MME
Marcelo Gomes Weydt	MME
João Daniel Cascalho	MME
Igor Souza Ribeiro	MME
José Affonso de Albuquerque Netto	MME
Thiago Prado	EPE
Reinaldo C. Garcia	EPE
Alexandre Ramos Peixoto	CCEE
Ricardo Takemitsu Simabuku	CCEE
Márcio Rea	ONS
Elisa Bastos Silva	ONS
Christiano Vieira da Silva	ONS
Alexandre Nunes Zucarato	ONS
Carolina Garcia Medeiros	ONS
Maurício de Souza	ONS
Gustavo Rodrigues	ONS
Joaquim Gondim	ANA
Almir Beserra dos Santos	ANP

Bruno Goulart	ANEEL
Júlio Cesar Ferraz	ANEEL
Rafael Ervilha Caetano	ANEEL
Ana Cláudia C. Santos	ANEEL
Thompson S. Rolim Jr.	ANEEL
Isabela Vieira	MME
Fabiana Cepeda	MME
Guilherme Silva de Godoi	MME
Rogério Guedes	MME
Rogério Reginato	MME
Guilherme Zanetti	MME
Bianca M ^a M. de Alencar Braga	MME
Raquel Nascimento Marques	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
Jair Junior Gomes de Araújo	MME
Daniel V. Sarapu	MME
Alcione Carla Vaz	MME
Juliana Oliveira do Nascimento	MME
Samantha Rannya A. da Silva	MME
Veronica Sousa	MME
Lucas Carvalho	MME

ANEXOS

Anexo 1:	Agenda 303ª CMSE (SEI nº1029200)
Anexo 2:	Nota Informativa 303ª Reunião do CMSE (SEI nº1029428)
Anexo 3:	Datas de Tendência da Transmissão 303ª Reunião (SEI nº1024359)
Anexo 4:	Datas de Tendência da Geração 303ª Reunião (SEI nº 1028103)



Documento assinado eletronicamente por **Gentil Nogueira de Sá Junior**, **Secretário Nacional de Energia Elétrica**, em 09/04/2025, às 09:19, 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 **1040228** e o código CRC **BDC371CD**.

Referência: Processo nº 48300.000238/2025-43

SEI nº 1040228