



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATA DE REUNIÃO

CMSE - COMITÊ DE MONITORAMENTO DO SETOR ELÉTRICO

ATA DA 314ª REUNIÃO (Ordinária)

Data: 14 de janeiro de 2026

Horário: 14h30

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

Participantes: Lista Anexa

1. ABERTURA

1.1. A 314ª Reunião Ordinária do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE foi aberta pelo Secretário Nacional de Energia Elétrica, Sr. João Daniel de Andrade Cascalho, que agradeceu a presença de todos e a conduziu a pedido do Ministro de Minas e Energia, Sr. Alexandre Silveira. Dessa maneira, foram realizadas as discussões a seguir relatadas, conforme a agenda de trabalho proposta.

2. PREVISÃO METEOROLÓGICA

2.1. O Centro Nacional de Monitoramento e Alertas de Desastres Naturais – CEMADEN apresentou a previsão estendida para as principais bacias hidrográficas geradoras de energia hidrelétrica, informando que o mês de janeiro deverá fechar com chuvas abaixo da média.

2.2. Informou que na bacia do rio Paraná a precipitação acumulada para janeiro/2026 está em 23% da Média de Longo Termo – MLT, sendo que janeiro é o mês de maior volume de chuvas na bacia. Apresentou o índice de chuva/evaporação, que demonstra anomalias negativas na última década no Sudeste e Centro-Oeste.

2.3. Para a semana, de 14 a 21 de janeiro, a previsão indica poucas chuvas na parte alta das bacias do rio Grande e do Paranaíba. Na 2ª semana do horizonte de previsão, a tendência aponta para chuvas mais volumosas, porém abaixo da média no Sudeste e Centro-Oeste.

2.4. Nas 3ª e 4ª semanas do horizonte de previsão, os modelos consultados, americano e europeu, indicam permanência de chuvas abaixo da média no Sudeste e Centro-Oeste.

2.5. Por fim, apresentou a previsão para o trimestre janeiro, fevereiro e março. Os modelos mostraram sinais de chuva abaixo da média no centro do país. Nenhum dos modelos sinalizam chuva acima da média no trimestre. As previsões mantêm a sinalização de que a estação chuvosa deve fechar com chuvas abaixo da média.

3. AVALIAÇÃO DAS CONDIÇÕES DO ATENDIMENTO ELETROENERGÉTICO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

3.1. O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS relatou que, em dezembro de 2025, a atuação de um ciclone extratropical e a passagem de frentes frias pelas regiões Sul e Sudeste contribuíram para registro de volume de precipitação superior à média nas bacias dos rios Jacuí, Uruguai e Paranapanema, e na incremental a UHE Itaipu. A configuração de dois episódios da Zona de

Convergência do Atlântico Sul – ZCAS favoreceu a ocorrência de precipitação superior à média nas bacias dos rios Madeira e Tapajós. Nas demais bacias hidrográficas do SIN, a precipitação foi inferior à média.

3.2. A Energia Natural Afluente – ENA, apresentou em dezembro, valores inferiores à média histórica em todos os subsistemas do Sistema Interligado Nacional – SIN. A ENA agregada do SIN correspondeu a 67% da MLT. Nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, os valores observados foram de 71%, 81%, 42% e 64% da MLT, respectivamente.

3.3. Os armazenamentos equivalentes ao final de dezembro atingiram 42% da Energia Armazenada máxima – EARMáx no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, 71% no Sul, 46% no Nordeste e 55% no Norte, resultando em aproximadamente 45% no conjunto do SIN. No mês de dezembro, 82% da geração de energia elétrica do SIN foi proveniente de fontes renováveis.

3.4. Nos intercâmbios internacionais, o ONS registrou exportação comercial para a Argentina em quatro dias, totalizando 25.629 MWh. Também houve exportação comercial para o Uruguai, em um dia, somando 2.830 MWh.

A carga média do SIN, em dezembro, foi de 83,6 GWmédios, representando aumento de 4,5% em relação ao mesmo mês de 2024.

3.5. Em dezembro de 2025, registraram-se seis perturbações relevantes com corte de carga igual ou superior a 100 MW e duração igual ou superior a dez minutos: 07/12, no estado do Amazonas (482 MW e duração média de 676 minutos); 11/12, no estado do Rio de Janeiro (172 MW e duração média de 141 minutos); 13/12, no estado de São Paulo (295 MW e duração média de 17 minutos); 19/12, no estado de São Paulo (624 MW e duração média de 7 minutos); 30/12, no Distrito Federal e Goiás (251 MW e duração média de 34 minutos); 31/12, no estado do Rio de Janeiro (350 MW e duração média de 95 minutos).

3.6. Previsão hidroenergética para janeiro/2026:

Subsistema	ENA (% MLT) Cenário Superior	ENA (% MLT) Cenário Inferior	EARMáx (%) Cenário Superior	EARMáx (%) Cenário Inferior
Sudeste/Centro-Oeste	74%	53%	48,5%	41,7%
Sul	119%	83%	75,5%	57,3%
Nordeste	44%	44%	51,0%	48,2%
Norte	66%	56%	56,0%	59,7%
SIN (total)	72%	55% (menor em 96 anos)	51,2%	44,8%

3.7. Para o período de janeiro a junho/2026, as afluições ao SIN devem variar entre 49% e 76% da MLT, correspondendo, respectivamente, no limite inferior da ENA, à 1ª menor, e no superior, à 6ª menor, condição hidrológica do histórico de 96 anos. Os estudos prospectivos indicam que o armazenamento do SIN, ao final de junho/2026, deve variar entre 32,2% e 63,6% da EARMáx, o que indica elevada incerteza nas previsões de chuva para o período.

3.8. O ONS destacou que os reservatórios das UHEs Furnas, Mascarenhas de Moraes, Sobradinho e Três Marias deverão permanecer na faixa de Operação de Atenção até junho/2026, assim como outros reservatórios do SIN com variação dos períodos, conforme as diretrizes da Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico – ANA.

3.9. Na análise de atendimento à potência do SIN, considerando um cenário desafiador, com alta demanda, baixa geração eólica e condições hidrológicas desfavoráveis, o ONS prevê o uso complementar de usinas termelétricas, a maximização da produção das UHEs do Rio São Francisco e o aproveitamento estratégico do reservatório da UHE de Itaipu. Os estudos confirmam o pleno atendimento

de energia no SIN até junho de 2026.

4. MONITORAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

4.1. A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL informou que, em dezembro de 2025, foram acrescentados ao sistema elétrico brasileiro 653 MW de capacidade instalada de geração centralizada, 1701,8 km de linhas de transmissão e 867 MVA de capacidade de transformação.

4.2. No segmento de geração os seguintes empreendimentos entraram em operação:

- UFV Complexo SDB Solar (BA) – 123 MW;
- UFV Solar Irecê e Solar Irecê 3 (BA) – 133,4 MW;
- UFV Serra do Assuruá 5, 10 e 12 (BA) – 103,5 MW;
- EOL Ventos de São Rafael 6, 07 e 09 (RN) – 184,5 MW; e
- UFV Complexo Solar GSII Solar (MG) – 135 MW.

4.3. Foi informado que a UTE Novo Tempo Barcarena encontra-se em fase de testes de comissionamento, com preparação para a realização do teste de 96 horas. A previsão de entrada em operação comercial permanece mantida para o dia 23/01/2026.

4.4. A UTE Portocém I apresenta avanço físico de 87,46 %, sendo que a 4ª unidade geradora foi entregue em dezembro de 2025. A entrada em operação comercial está prevista para 02/08/2026

4.5. No segmento de transmissão, foram destacados os empreendimentos que entraram em operação comercial no período:

- LT 500 kV Nova Ponte 3 /Araraquara 2 C-1 MG/SP (307 km);
- LT 500 kV Nova Ponte 3 /Araraquara 2 C-2 MG/SP (307 km);
- LT 500 kV Paracatu 4 /Nova Ponte 3 C-1 MG (291 km);
- LT 500 kV Paracatu 4 /Nova Ponte 3 C-2 MG (291 km);
- LT 230 kV Ribeiro Gonçalves /Balsas C-2 PI/MA (95 km); e
- LT 500 kV Morro do Chapéu II /Poções III C-2 BA (336 km).

4.6. Seccionamentos:

- LT 500 kV Nova Ponte /Nova Ponte 3 C-1 MG (36 km);
- LT 500 kV Nova Ponte 3 /Itumbiara C-1 MG (36 km);
- LT 230 kV Itabira 5 /Itabira 2 C-3 MG (1 km);
- LT 230 kV Itabira 5 /Sabará 3 C-1 MG (1 km);
- LT 230 kV Anhanguera SP /Scala III C-1 SP (0,4 km); e
- LT 230 kV Scala III /Edgard Souza C-1 SP (0,4 km).

4.7. Foram igualmente registradas as entradas em operação dos seguintes Transformadores (TR):

- TR 230/69 kV São João do Piauí TR3 PI (67 MVA);
- TR 230/138 kV Campo Assobio TRA PR (75 MVA);
- TR 230/138 kV Campo Assobio TRB PR (75 MVA); e

- TR 230/88 kV Edgard Souza TR2 SP (50 MVA).

4.8. Assim como, as substituições:

- TR 230/69 kV São João do Piauí TR3 PI (67 MVA);
- TR 230/138 kV Campo Assobio TRA PR (75 MVA);
- TR 230/138 kV Campo Assobio TRB PR (75 MVA); e
- TR 230/88 kV Edgard Souza TR2 SP (50 MVA).

4.9. A Agência também apresentou as estimativas para o ano de 2026, com previsão de expansão da geração em 9.142 MW, ampliação das linhas de transmissão em 7.608 km e acréscimo de 13.300 MVA na capacidade de transformação.

4.10. Por fim, o Comitê homologou as datas de tendência de operação comercial dos empreendimentos de geração e de transmissão, conforme 12ª Reunião mensal de Monitoramento da Expansão da oferta de Geração e da Transmissão de 2025, cujas informações foram encaminhadas ao Ministério de Minas e Energia – MME por meio do Ofício-Circular nº 85/2025 - SFT/ANEEL.

5. ATENDIMENTO ELETROENERGÉTICO DO ARQUIPÉLAGO DE BAILIQUE/AP

5.1. O atendimento elétrico da região do arquipélago de Bailique/AP é historicamente impactado por processos severos de erosão fluvial, conhecidos como “terras caídas”. A região é dependente de rede convencional instalada em áreas de elevada vulnerabilidade, o que resultou, entre os dias 20 e 21 de dezembro de 2025, no colapso de aproximadamente 1.400 metros de rede de distribuição, ocasionando a interrupção do fornecimento de energia elétrica e demandando prazo prolongado para recomposição, em razão das dificuldades logísticas e operacionais da localidade.

5.2. Tendo em vista o cenário apresentado, o Comitê apreciou e aprovou o reconhecimento da existência de situação emergencial com risco à segurança do suprimento eletroenergético no distrito de Bailique, no município de Macapá/AP.

Deliberação: O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, considerando o disposto no art. 3º do Decreto nº 5.175/2004, delibera, ad referendum, sobre o reconhecimento da existência de situação emergencial com risco de segurança do suprimento eletroenergético no distrito de Bailique, localizado no Município de Macapá, no Estado do Amapá, nos termos definidos na Portaria Normativa MME nº 124, de 23 de dezembro de 2025, art. 1º, §3º, a partir de 23 de dezembro de 2025, por um período inicial de 180 (cento e oitenta) dias, prorrogável conforme avaliação deste Comitê, em decorrência de eventos de erosão das encostas (“terras caídas”) causados pela força das águas do Rio Amazonas e subsequentes danos que fragilizaram a rede de distribuição, a qual configura a iminência de restrição temporária do fornecimento de energia elétrica na localidade.

Considerando a necessidade de assegurar a continuidade e a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica à região afetada e a urgência da adoção de medidas excepcionais, o CMSE delibera pela determinação de disponibilização de geração de energia elétrica de suporte, em caráter emergencial, excepcional e temporário.

Fica atribuída à Companhia de Eletricidade do Amapá – CEA do Grupo Equatorial Energia, distribuidora responsável pelo atendimento à região impactada, a responsabilidade pela adoção das providências necessárias para viabilizar a geração de suporte de até 1 MW, no prazo supracitado.

A geração adicional poderá ocorrer por meio de geração própria do agente ou mediante contratação de solução de geração móvel ou locada, observadas as condições técnicas, operacionais e prazos definidos - priorizando celeridade na recomposição e normalização da qualidade na prestação do serviço.

Os custos incorridos com a disponibilização da geração deverão ser submetidos à análise,

aprovação e classificação pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

5.3. O Comitê também recomendou que sejam elaborados estudos para prover solução definitiva ao problema apresentado, garantindo a segurança do atendimento, conforme deliberação:

Deliberação: O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, considerando o disposto no art. 3º do Decreto nº 5.175/2004, delibera, ad referendum, recomendar que a Companhia de Eletricidade do Amapá – CEA do Grupo Equatorial Energia, distribuidora responsável pelo atendimento eletroenergético do distrito de Bailique, localizado no Município de Macapá, no Estado do Amapá, apresente, em até 60 (sessenta) dias, uma solução definitiva para as fragilidades na rede de distribuição decorrentes de eventos de erosão das encostas (“terras caídas”) causados pela força das águas do Rio Amazonas, com projeções de custos detalhadas, para reforço da infraestrutura da rede elétrica, apresentando o impacto tarifário da solução e comparando-a com a implantação de uma geração térmica local, com o objetivo de alcançar a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético da região.

6. MONITORAMENTO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

6.1. A Câmara de Comercialização de Energia – CCEE apresentou os resultados da liquidação financeira no Mercado de Curto Prazo – MCP referente à contabilização de novembro/2025, cujo montante totalizou R\$ 2,83 bilhões, sendo R\$ 2,48 bilhões (87,49%) liquidados, com R\$ 562,29 milhões (22,68%) destinados à Conta de Energia de Reserva – CONER, e R\$ 354,38 milhões (12,51%) permaneceram inadimplidos. A Câmara informou que, com o sucesso relativo ao mecanismo concorrencial do Generation Scaling Factor – GSF e com a revogação da última liminar relacionada à judicialização do risco hidrológico no MCP, não houve inadimplência relativa ao GSF na contabilização de novembro de 2025. Tal fato é de extrema importância no setor, principalmente no âmbito da abertura integral do mercado livre de energia elétrica.

6.2. Com relação aos dados de exportação de energia proveniente de usinas termelétricas:

- outubro e novembro/2025: sem exportações nessa modalidade;
- dezembro/2025 (dados preliminares): 39 MWmed / 29 GWh;

6.3. Quanto à exportação de excedentes hidrelétricos (vertimento turbinável):

- outubro, novembro e dezembro/2025: sem exportações nessa modalidade.

6.4. Quanto à importação de energia elétrica:

- outubro/2025: sem importação;
- novembro/2025: 8,4 MWm / 6,0 GWh → 1,6 milhão;
- dezembro/2025: sem importação.

6.5. No Programa de Resposta da Demanda – RD, registraram-se reduções de 6 MWmédios em outubro, 8 MWmédios em novembro e 30 MWmédios em dezembro (preliminar), com um preço médio de negociação de R\$ 399,50/MWh.

6.6. Com relação ao produto disponibilidade, foi destacado o 2º Mecanismo Competitivo (prazo de setembro/25 a janeiro/26), sendo que em setembro foram reduzidos 199 MWmédios nos horários de ponta, a uma receita fixa de R\$ 5,85 milhões. Em outubro, foram reduzidos 152 MWmédios nos horários de ponta, a uma receita fixa de R\$ 6,39 milhões. Em novembro, foram reduzidos 217 MWmédios nos horários de ponta, a uma receita fixa de R\$ 5,66 milhões. Em dezembro (dados preliminares), foram reduzidos 217 MWmédios nos horários de ponta, a uma receita fixa de R\$ 6,55 milhões.

6.7. Os Encargos de Serviços do Sistema – ESS totalizaram em outubro R\$ 98,3 milhões, em novembro R\$ 76,3 milhões e em dezembro R\$ 55,5 milhões (dado preliminar), refletindo melhores condições hidrológicas. O impacto estimado em dezembro foi de R\$ 0,93/MWh representando um custo

adicional entre 0,32% e 0,35% ao preço de energia no Ambiente de Contratação Livre – ACL, e 0,18% de aumento na tarifa do Ambiente de Contratação Regulada – ACR.

6.8. Por fim, a CCEE destacou a evolução da migração de consumidores para o ACL. Segundo os dados de dezembro/2025, há 143 comercializadores varejistas habilitados, representando 40.665 unidades consumidoras e 13.374 consumidores aderidos ao ACL com 44.785 unidades consumidoras. Esses dois grupos somados representam 85.450 unidades consumidoras no mercado livre.

7. ASSUNTOS GERAIS

• Desativação das Usinas Termelétricas em Roraima

7.1. Com o objetivo reduzir as emissões de gases de efeito estufa, otimizar e elevar a eficiência da operação do Sistema Elétrico de Boa Vista/RR, assegurando padrões de qualidade e continuidade no fornecimento de energia elétrica equivalentes aos dos demais estados interligados do Brasil, a Secretaria Nacional de Energia Elétrica – SNEE/MME realizou apresentação sobre o cronograma de desativação das usinas termelétricas autorizadas sob responsabilidade da Roraima Energia S.A.

7.2. Este cronograma está em consonância com o disposto na 4ª Revisão do Plano de Substituição do Parque Gerador do Sistema Elétrico de Roraima, deliberada na 297ª Reunião Ordinária do CMSE, ocorrida em 9 de outubro de 2024.

7.3. A 4ª Revisão do Plano de Substituição do Parque Gerador do Sistema Elétrico de Roraima estabeleceu como marcos para a desativação das usinas térmicas Floresta, Distrito, Monte Cristo e Monte Cristo II a efetiva entrada em operação da interligação do Sistema Roraima ao SIN, sua avaliação de desempenho e a indicação do momento em que as usinas poderiam ser desativadas. Essas informações, elaboradas pelo ONS, constam no relatório RT-ONS DGL 0487/2025, anexo à carta CTA-ONS DGL 1916/2025, de 10 de dezembro de 2025.

7.4. O cronograma de desativação teve suas premissas ajustadas, após interações com a Roraima Energia S.A., e ficou estabelecido, a princípio, que a desativação da UTE Floresta irá ocorrer entre 16 de janeiro e 09 de março de 2026, da UTE Distrito I e II irá ocorrer entre 18 de janeiro e 17 de fevereiro de 2026, da UTE Monte Cristo II irá ocorrer entre 09 e 27 de março de 2026 e da UTE Monte Cristo irá ocorrer entre 27 de março e 13 de abril de 2026.

7.5. É importante ressaltar que serão realizados testes de autorrestabelecimento na UTE Jaguaritica II. Esses testes estão previstos para o dia 19 de fevereiro de 2026 (autorrestabelecimento parcial) e para o período de 16 a 20 de março de 2026 (autorrestabelecimento integral). O sucesso destes testes é uma premissa para o início da desativação da UTE Monte Cristo.

7.6. De modo a preservar as condições técnicas e operativas, bem como de garantir a segurança do suprimento eletroenergético, as ações estabelecidas para a desativação dessas usinas térmicas poderão receber novas orientações e ajustes por parte do ONS e do MME. Sobre o assunto o CMSE deliberou:

Deliberação: Considerando a necessidade de otimizar a operação do Sistema Elétrico Brasileiro, promovendo maior eficiência, racionalidade econômica e segurança energética, o CMSE delibera:

1. Autorizar a desativação das usinas termelétricas localizadas no Estado de Roraima, conforme cronograma apresentado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) na Carta CTA-ONS DGL nº 1916/2025, do dia 10 de dezembro de 2025, e atualizado pela apresentação da Reunião Técnica CMSE, de 08 de janeiro de 2026, observadas as condições técnicas e operativas necessárias à manutenção da segurança do suprimento.
2. Determinar que o ONS acompanhe e avalie a execução do processo de desativação, assegurando a continuidade e a confiabilidade do atendimento à carga no Estado de Roraima, tendo a flexibilidade operativa para possíveis adequações que se façam necessárias durante a execução da operação.
3. Recomendar que os agentes envolvidos adotem as providências cabíveis para a

adequada transição operacional, em conformidade com as orientações do operador.

- **Agenda Estratégica Eletroenergética 2026**

7.7. Foi proposto pelo MME um novo instrumento que consolida a relação das principais medidas preventivas interinstitucionais do setor elétrico voltadas à segurança e à confiabilidade do suprimento eletroenergético, denominado Agenda Estratégica Eletroenergética 2026. Sua implementação permitirá uma coordenação antecipada entre diversos agentes setoriais e as instituições responsáveis pelo planejamento, operação, comercialização e regulação, considerando o cenário operativo, a evolução da matriz elétrica, o comportamento da carga e os riscos associados ao atendimento ao sistema.

7.8. Foi ressaltado que o estabelecimento dessa Agenda será de fundamental importância para o setor elétrico brasileiro, pois permitirá identificar vulnerabilidades, priorizar ações preventivas e orientar decisões de planejamento e operação, reforçando a segurança do suprimento e a confiabilidade do Sistema Elétrico Brasileiro – SEB. Além disso, contribuirá para uma maior transparência à sociedade dos principais desafios estruturais e conjunturais a serem enfrentados pelo setor elétrico ao longo do ano de 2026, sob acompanhamento do CMSE.

- **Acompanhamento das ações da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP para garantia da continuidade do abastecimento de gás para regiões afetadas pela redução da importação de gás boliviano**

7.9. Foi informado pela ANP o andamento das alternativas inicialmente apresentadas na 310ª reunião do CMSE para garantia da continuidade do abastecimento de gás para regiões afetadas pela redução da importação de gás boliviano, a saber: a) soluções regulatórias para reativação da operação do Terminal de Gás do Sul – TGS da empresa NFE, para injeção de gás regaseificado no gasoduto Bolívia-Brasil – GASBOL da empresa TBG; e b) medidas para viabilizar a construção da Estação de Compressão – ECOMP Japeri pela empresa NTS.

7.10. Com relação à reativação da operação do TGS, a ANP informou que o agente NFE apresentou cronograma de reativação do terminal, condicionado à realização do Leilão de Reserva de Capacidade - LRCAP 2026, com previsão de atracação do FSRU (navio regaseificador) em julho de 2026, e previsão de regaseificação para agosto de 2026, data esta que coincide com o prazo constante da proposta de Agenda Estratégica Eletroenergética 2026, para realização do teste de despacho de termelétricas supridas pelo GASBOL. A ANP informou que irá reiterar à NFE a relevância do cumprimento do cronograma para reativação da operação do TGS.

7.11. Com relação às medidas para viabilizar a construção da ECOMP Japeri pela NTS, a ANP informou que sua Diretoria aprovou em dezembro de 2025 a definição do valor do Custo Médio Ponderado de Capital – WACC no ciclo 2026-2030, aplicável para as empresas transportadoras de gás natural no Brasil, incluindo a NTS, que se reuniu em 14/01/2026 para deliberação sobre a decisão final de investimento do projeto da ECOMP Japeri, considerando a definição pela ANP de informações relativas à remuneração de investimentos do setor.

7.12. Houve alteração no calendário de reuniões do CMSE apresentado na 313ª reunião do CMSE, tendo sido ajustada a data da próxima reunião para o dia 11 de fevereiro de 2026.

7.13. Por fim, o CMSE reafirmou seu compromisso com a segurança e a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica no País, por meio do monitoramento contínuo e de estudos técnicos elaborados sob as diversas óticas do setor elétrico brasileiro, conduzidos de forma integrada pelas instituições que o compõem.

João Daniel de Andrade Cascalho

Secretário-Executivo do CMSE

LISTA DE PARTICIPANTES

NOME	ÓRGÃO
Fernando Colli Munhoz	MME
João Daniel Cascalho	MME
Frederico de Araújo Teles	MME
Agnes Maria de Aragão da Costa	ANEEL
Christiano Vieira da Silva	ONS
Alexandre Ramos Peixoto	CCEE
Ricardo Takemitsu Simabuku	CCEE
Reinaldo Garcia	EPE
Almir Beserra dos Santos	ANP
Adrimar Venancio do Nascimento	MME
André Luiz Dias de Oliveira	MME
André Luis Gonçalves de Oliveira	MME
Bianca M ^a M. de Alencar Braga	MME
Brenner Ferreira Soares	MME
Bruno Carneiro Moita Andrade	MME
Carla Santana	MME
Christiany Salgado Faria	MME
Cláudia Elisabeth Bezerra Marques	MME
Claudiane Marques de Castro	MME
Cristiano Trein	MME
Daniel Bruno da Silva	MME
Edineuda Fontinele da Costa	MME
Edson Thiago Nascimento de Jesus	MME
Enzo Leonardo Ferreira Brito	MME
Eucimar Kwiatkowski Augustinhak	MME
Fabricio Dairiel de Campos Lacerda	MME
Giovanni Santos de Lemos	MME

Guilherme Silva de Godoi	MME
Gustavo Assis	MME
Henrique Mascarenhas	MME
José Affonso de Albuquerque Netto	MME
Kelly Dos Santos Penga	MME
Kimberlly Cavalcanti Alves Araujo	MME
Larissa Damascena	MME
Leandro Pereira de Andrade	MME
Leonardo de Oliveira Marques	MME
Marco Antonio Juliatto	MME
Maurício de Oliveira Abi Chahin	MME
Pedro Henrique de Sousa Santos	MME
Pedro Henrique Milhomem Coutinho	MME
Rebecca Kristina Mendes de Sousa	MME
Ricardo Nogueira Silveira	MME
Rogério Guedes da Silva	MME
Ronaldo Eugenio de Souza Filho	MME
Samantha Rannya Araujo da Silva	MME
Silvia Araújo de Souza	MME
Verônica e Silva Sousa	MME
Victor Protázio	MME
Vitor Vasconcelos	MME
Wallace Tayson Abreu dos Santos	MME
Ana Cláudia Cirino dos Santos	ANEEL
Esilvan Cardoso dos Santos	ANEEL
Felipe Alves Calabria	ANEEL
Júlio César Rezende	ANEEL
Luiz Rogério Gomes	ANEEL
Alexandre Nunes Zucarato	ONS

Aline Abreu Eleterio	ONS
Fábio Côrtes	ONS
Gustavo Rodrigues	ONS
Maurício de Souza	ONS
Renata Crusius dos Santos	ONS
Gerusa Cortes	CCEE
Joaquim Guedes Corrêa Gondim Filho	ANA
Giovanni Dolif	CEMADEN

ANEXOS

Anexo 1:	Agenda da 314ª Reunião do CMSE (Ordinária) (SEI nº 1175858);
Anexo 2:	Datas de Tendência da Transmissão (SEI nº 1175863);
Anexo 3:	Datas de Tendência da Geração (SEI nº 1175864);
Anexo 4:	Nota Informativa (SEI nº 1175860).



Documento assinado eletronicamente por **João Daniel de Andrade Cascalho**, **Secretário Nacional de Energia Elétrica**, em 30/01/2026, às 14:59, 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 **1180353** e o código CRC **2405C074**.