



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATA DE REUNIÃO

CMSE - COMITÊ DE MONITORAMENTO DO SETOR ELÉTRICO

ATA DA 313ª REUNIÃO (Ordinária)

Data: 03 de dezembro de 2025

Horário: 14h30

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

Participantes: Lista Anexa

1. ABERTURA

1.1. A 313ª 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 desde outubro as chuvas permanecem abaixo da média histórica nessas bacias, exceto em áreas específicas das Bacias do Madeira e do Paraná, notadamente nos trechos do Rio Iguaçu e do Paranapanema.

2.2. Para a 1ª semana de dezembro, a previsão indica chuvas abaixo da média nas bacias do Sul e na maior parte da bacia do Paraná e chuvas acima da média na bacia do Rio Doce, na parte alta da incremental de Sobradinho e na bacia do Madeira. Nas demais bacias, as chuvas devem ficar em torno da média. Na 2ª semana do horizonte de previsão, a tendência aponta para chuvas próximas ou acima da média na bacia do Rio Paraná, próximas da média a bacia do Madeira e abaixo da média nas bacias do Rio Doce, no Tocantins-Araguaia, Xingu e incremental de Sobradinho.

2.3. Nas 3ª e 4ª semanas do horizonte de previsão, os modelos consultados americano e europeu indicam um alinhamento das chuvas sobre Sudeste, Centro-Oeste e Norte, padrão típico do período úmido. O modelo europeu está mais otimista, indicando chuvas acima da média nessa faixa, enquanto o modelo americano indica chuvas abaixo da média na parte intermediária, localizada sobre o Centro-Oeste na 3ª semana, e avançando para o Sudeste na 4ª semana, sobretudo sobre a bacia do Rio Paraná.

2.4. Por fim, o fenômeno La Niña tende a perder força nos primeiros meses do próximo ano, embora o padrão de chuvas a ele associado deva persistir, com precipitações abaixo da média no Sul e no Nordeste e entre a média e abaixo da média no Sudeste e Centro-Oeste.

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

3.1. O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS relatou que o avanço de frentes frias pelas regiões Sul e Sudeste, aliado à atuação da Zona de Convergência do Atlântico Sul – ZACAS contribuíram para a ocorrência de precipitações acima da média mensal nas bacias dos Rios Paranapanema e Madeira, bem como nas incrementais da Usina Hidrelétrica – UHE de Itaipu e a UHE Sobradinho. As temperaturas permanecem abaixo da média mensal no Sul e no Sudeste pelo segundo mês consecutivo.

3.2. A Energia Natural Afluente – ENA, apresentou em novembro, valores inferiores à média histórica em todos os subsistemas do Sistema Interligado Nacional – SIN. A ENA agregada do SIN correspondeu a 70% da Média de Longo Termo – MLT. Nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, os valores observados foram de 73%, 94%, 30% e 44% da MLT, respectivamente.

3.3. Os armazenamentos equivalentes ao final de novembro atingiram 42% da Energia Armazenada máxima – EARMáx no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, 88% no Sul, 45% no Nordeste e 59% no Norte, resultando em

aproximadamente 46% no conjunto do SIN. No mês de novembro, 82% da geração de energia elétrica do SIN foi proveniente de fontes renováveis.

3.4. Nos intercâmbios internacionais, o ONS registrou importação não comercial da Argentina em quatro dias, sempre no horário de ponta de carga, totalizando 4.736 MWh, além de importação comercial com substituição de térmica em um dia, totalizando 693 MWh. Também houve importação comercial do Uruguai, com substituição de térmica em quatro dias, somando 5.559 MWh.

3.5. A carga média do SIN, em novembro, foi de 82,1 GWmédios, representando aumento de 1,1% em relação ao mesmo mês de 2024.

3.6. No mês ocorreram três perturbações relevantes, com corte de carga igual ou superior a 100 MW e duração igual ou superior a dez minutos: 05/11, no Amazonas (114 MW por 22 minutos); 07/11, no Ceará (134 MW por 25 minutos); e em 20/11, na Bahia (200 MW e duração de 88 minutos).

3.7. Previsão hidroenergética para dezembro/2025:

Subsistema	ENA (% MLT) Cenário Superior	ENA (% MLT) Cenário Inferior	EARmáx (%) Cenário Superior	EARmáx (%) Cenário Inferior
Sudeste/Centro-Oeste	84%	45%	46,1%	39,0%
Sul	55%	81%	70,8%	85,0%
Nordeste	63%	56%	47,6%	46,4%
Norte	79%	47%	57,1%	48,7%
SIN (total)	78%	50% (menor em 95 anos)	48,7%	44,0%

3.8. Para o período de dezembro/2025 a maio/2026, as aflúências ao SIN devem variar entre 68% e 95% da MLT, correspondendo, respectivamente, no limite inferior da ENA, à 2ª menor, e no superior, à 42ª menor, condição hidrológica do histórico de 95 anos.

3.9. Os estudos prospectivos indicam que os armazenamentos do SIN, ao final de maio/2026, devem variar entre 50,7% e 83,7% da EARmáx, alcançando a faixa amarela da Curva Referencial de Armazenamento – CRef de 2025 em abril de 2026.

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

3.11. 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 maio de 2026.

3.12. Diante dos estudos apresentados, das incertezas do período chuvoso e da necessidade de recuperação dos níveis de armazenamento dos reservatórios, foi discutida e aprovada a seguinte deliberação:

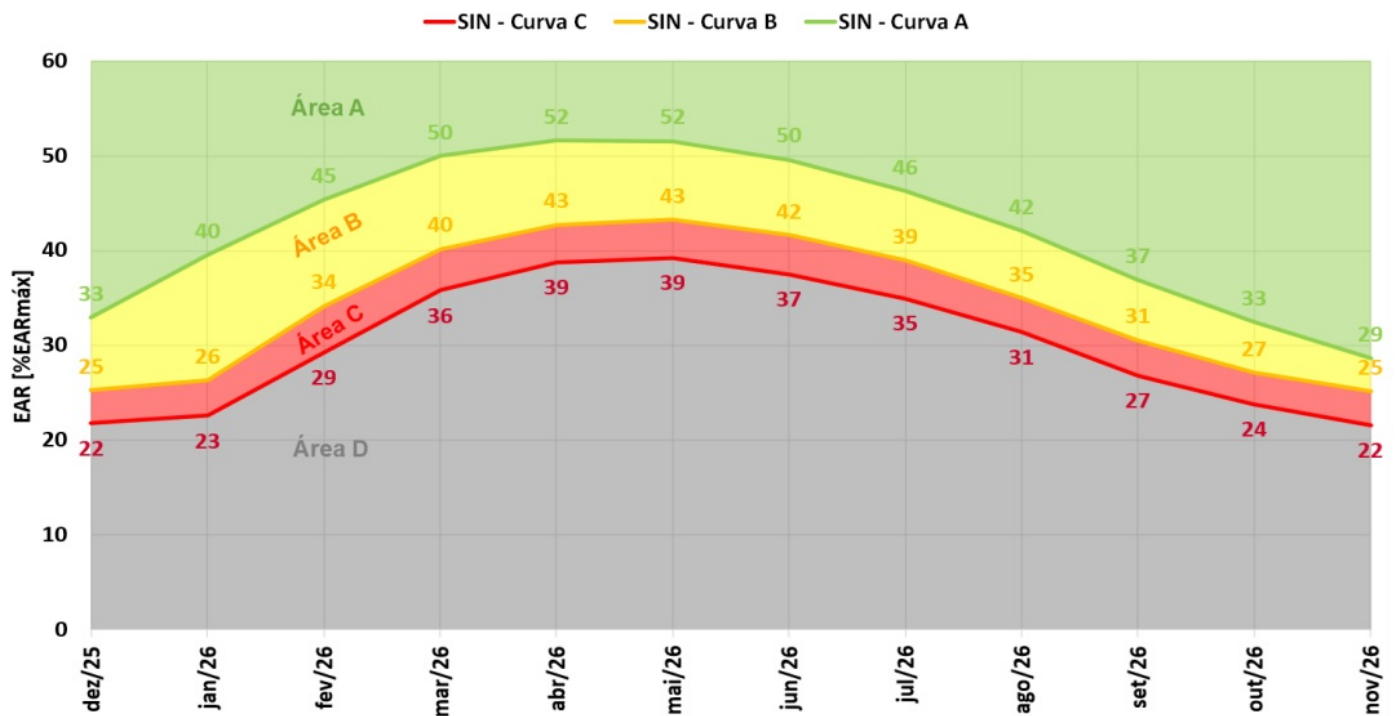
Deliberação: o ONS deverá acompanhar a evolução do período chuvoso e das condições hidrológicas, especialmente da bacia do Paraná, e adotar ações para redução da inflexibilidade hidráulica no SIN, visando recuperar o armazenamento dos reservatórios de usinas hidrelétricas.

4. **PROPOSTA DE CURVA DE REFERÊNCIA DE ARMAZENAMENTO PARA O ANO DE 2026**

4.1. O CMSE aprovou as Curvas de Referência de Armazenamento – CRef para 2026, atualizando ferramenta estratégica para a gestão do SIN.

4.2. As CRef possuem três faixas — verde, amarela e vermelha —, que refletem diferentes níveis de criticidade do armazenamento, e orientam a necessidade de acionamento termelétrico para assegurar o suprimento, mesmo sob condições hidrometeorológicas adversas. Neste ano, foram utilizadas as mesmas metodologias da construção das CRef de 2025, o que sinaliza positivamente a favor da previsibilidade do setor elétrico.

4.3. A aplicação dessa ferramenta permanece alinhada à avaliação contínua da eficácia do recurso termelétrico, à análise de custos e à busca por soluções alternativas que reduzam riscos ao abastecimento, garantindo decisões fundamentadas, previsibilidade e economicidade na gestão do sistema. Abaixo ilustração da CRef 2026 para o SIN:



Curvas Referenciais de Armazenamento (CRef) para 2026

4.4. Na sequência, foi deliberado:

Deliberação: o CMSE aprovou as curvas referenciais de armazenamento – CRef a serem utilizadas em 2026 como ferramentas de auxílio à tomada de decisão quanto à indicação da necessidade de acompanhamento mais frequente pelo Comitê das condições de atendimento do SIN e de outras medidas excepcionais que se façam necessárias.

4.5. Diretrizes para utilização da CRef pelo CMSE:

- As Curvas Referenciais devem ser utilizadas como uma ferramenta de apoio à decisão, em conjunto com as avaliações prospectivas ou outros estudos que se façam pertinentes;
- O parâmetro balizador para a construção das três curvas da CRef – verde, amarela e vermelha – se refere ao montante de geração termelétrica associado, que deverá ser mantido mesmo diante de eventuais alterações nos CVUs das usinas termelétricas;
- Ao se comparar os resultados dos estudos prospectivos às Curvas Referenciais, deve-se observar não apenas os níveis, mas também as tendências de redução ou ganho de armazenamento;
- É importante, na tomada de decisão, que se avalie a eficácia do recurso termelétrico como alternativa para recuperação de níveis de armazenamento, os custos associados, bem como a existência de soluções alternativas que contribuam com a mitigação do risco no abastecimento ou de situação de atenção identificada;
- As Curvas Referenciais não são uma ferramenta determinativa para tomada de decisão; e
- Mediante deliberação do CMSE, a CRef 2026 poderá ser atualizada considerando as revisões ordinárias da carga (revisões quadrimestrais), bem como eventuais atualizações nas premissas que se façam relevantes para a maior assertividade e aderência da utilização da CRef enquanto instrumento de apoio à tomada de decisão pelo CMSE.

5. METODOLOGIA PARA CARACTERIZAÇÃO DE EXCEDENTE ENERGÉTICO PREVISTO NA PORTARIA MME Nº 115/2025

5.1. O CMSE aprovou a metodologia apresentada pelo ONS para a caracterização de excedente energético, prevista na Portaria MME nº 115/2025, que define diretrizes para a otimização do uso da geração de energia elétrica inflexível proveniente de usinas termelétricas no SIN em cenário de excedentes energéticos. A rotina operacional proposta para o aceite das ofertas de redução de inflexibilidade de Usinas Termelétricas – UTEs associadas a Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR tem como premissas: (i) priorizar a segurança eletroenergética do SIN; (ii) não causar aumento de custos para o setor elétrico; e (iii) não impactar o armazenamento dos reservatórios. Essas premissas resultam na exigência de Custo Marginal de Operação – CMO nulo em todos os estágios semanais no 1º mês e a probabilidade igual ou superior a 75% de CMO nulo no 2º mês, de acordo com os cenários e probabilidades associados.

Deliberação: fica autorizado o uso da rotina operacional apresentada pelo ONS a fim de viabilizar a

redução da inflexibilidade de usinas termelétricas com CCEAR no caso de atendimento às premissas pelo sistema.

6. METODOLOGIA PARA CALIBRAÇÃO DO CVAR

6.1. Em atendimento à Resolução CMSE nº 1, de 25 de julho de 2025, que estabelece ritos e prazos para avaliação e aprovação de alterações no nível de aversão ao risco dos modelos computacionais do setor elétrico, o ONS apresentou proposta de atualização da metodologia de calibração do *Conditional Value at Risk* – CVaR, elaborada pelo grupo técnico responsável. A proposta incorpora contribuições da última consulta pública realizada sobre o tema (Rito Extraordinário, ciclo 2025-2026), em que os agentes destacaram, dentre outros pontos, a necessidade de (i) ampliação da transparência e previsibilidade na escolha da tolerância para atendimento à CRef e a necessidade de (ii) contabilizar, além dos déficits, os excessos de geração térmica.

6.2. A nova metodologia atende aos anseios dos agentes, descartando a necessidade de estabelecimento prévio de nível de tolerância, como também contabiliza os excessos de geração térmica, além dos déficits, assim como adota, entre outras alterações, o encadeamento dos estudos, mês a mês, de forma a capturar a evolução dinâmica do armazenamento e da geração térmica ao longo do tempo, reproduzindo a dependência temporal real da operação.

6.3. Considerando-se as diferentes representações das hidrelétricas por cada instituição (Newave híbrido pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE e ONS e Newave com representação de apenas Reservatórios Equivalentes de Energia – REE pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE) e a recomendação de manutenção da percepção de risco para o próximo ciclo (2026-2027), a EPE avaliou ser possível realizar a compatibilização do par CVaR posteriormente e propôs que, em 2026, a compatibilização entre os modelos seja discutida a fim de se aprimorar esse passo para os ciclos subsequentes. O objetivo é tornar a compatibilização do par CVaR para as atividades de planejamento da expansão e de definição e cálculo da garantia física dos empreendimentos de geração simultânea com a escolha do par utilizado para as atividades de planejamento da operação e de formação de preço.

Deliberação: Em atendimento ao disposto no inciso I do artigo 2º da Resolução CMSE nº 01/2025, o CMSE:

I - Orienta pela manutenção da percepção de risco a ser adotada nos modelos computacionais do setor elétrico, considerando as necessidades atuais do SIN, conforme representado oficialmente na base de dados vigente; e

II - Aprova a revisão da metodologia de calibração dos parâmetros do CVaR proposta pelo ONS e CCEE para fins de execução da atividade prevista no inciso II do artigo 2º da Resolução CMSE nº 01/2025, visando a avaliação do nível de aversão ao risco dos modelos computacionais do setor elétrico.

7. MONITORAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

7.1. A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL informou que, em novembro de 2025, foram acrescidos ao sistema elétrico brasileiro 186,22 MW de capacidade instalada de geração centralizada, 327,64 km de linhas de transmissão e 2.310 MVA de capacidade de transformação.

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

- Usina Fotovoltaica – UFV Complexo Boa Sorte (MG) – 176,4 MW; e
- UFV Mauriti 9 (CE) – 9,82 MW.

7.3. Foi informado que a UTE Novo Tempo Barcarena está em testes desde 18/09/2025 e que a previsão de entrada em operação comercial foi adiada para 23/01/2026 devido as adequações necessárias para conexão na Subestação – SE Vila do Conde e restrições dos testes em novembro (COP30). A UTE Portocém I apresenta avanço físico de 82,57 % e a entrada em operação está prevista para 02/08/2026.

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

- LT 500 kV Jaíba / Janaúba 6 C-1 MG (109 km);
- LT 500 kV Jaíba / Janaúba 6 C-2 MG (109 km);
- LT 500 kV Janaúba 6 / Janaúba 3 C-1 MG (44 km); e
- LT 500 kV Janaúba 6 / Janaúba 3 C-2 MG (44 km).

7.5. Seccionamentos:

- LT 230 kV Barreiras / Rio Grande II C-1 BA (10,5km);
- LT 230 kV Barreiras II / Barreiras C-2 BA (10,5km);
- LT 500 kV Juazeiro III / U. Sobradinho C-2 BA (0,32km); e

- LT 500 kV US. L. Gonzaga / Juazeiro III C-2 PE/BA (0,32km).

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

- TR 500/230 kV Jaíba TR1 MG 750 MVA;
- TR 500/230 kV Jaíba TR2 MG 750 MVA;
- TR 500/230 kV Jaíba TR3 MG 750 MVA; e
- TR 230/69 kV Sorriso TF4 MT 60 MVA.

7.7. A Agência apresentou informações sobre a interligação de sistemas isolados, especialmente a situação de interligações próximas a fins de contratos de suprimento. A Secretaria Nacional de Transição Energética e Planejamento – SNTPEP destacou a necessidade de acompanhamento contínuo e de análise quanto à eventuais postergações dos prazos dos contratos de suprimento, ou da realização de novos leilões para atendimento, caso as obras de interligação não sejam concluídas no prazo previsto.

7.8. Por fim, o Comitê homologou as datas de tendência de operação comercial dos empreendimentos de geração e de transmissão, conforme 11ª Reunião mensal de Monitoramento da Expansão da oferta de Geração e da Transmissão de 2025, cujas informações foram encaminhadas ao MME por meio do Ofício-Circular nº 79/2025 - SFT/ANEEL.

8. MONITORAMENTO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

8.1. A CCEE apresentou os resultados da liquidação financeira no Mercado de Curto Prazo – MCP referente à contabilização de outubro/2025, cujo montante totalizou R\$ 2,69 bilhões, sendo R\$ 2,36 bilhões (87,94%) correspondentes ao valor da contabilização do MCP do próprio mês de referência e R\$ 323,78 milhões (12,06%) decorrentes de efeito de liminares do *Generation Scaling Factor* – GSF. Do valor da contabilização do MCP, R\$ 2,35 bilhões (99,56%) foram liquidados, com R\$ 603,78 milhões (25,68%) destinados à Conta de Energia de Reserva – CONER, e R\$ 10,33 milhões (0,44%) permaneceram inadimplidos.

8.2. Sobre os dados de importação e exportação de energia, as exportações térmicas totalizaram:

- setembro/2025: 51 MWmed / 37 GWh → R\$ 0,15 milhão;
- outubro e novembro/2025: sem exportações nessa modalidade;

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

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

8.4. Quanto à importação de energia elétrica:

- setembro/2025: 3,6 MW médios / 2,6 GWh → R\$ 1,5 milhão.
- outubro/2025: sem importação;
- novembro/2025: 9,3 MWm / 6,5 GWh → 1,7 milhão.

8.5. No Programa de Resposta da Demanda – RD, registraram-se reduções de 13 MWmédios em setembro, 6 MWmédios em outubro e 7 MWmédios em novembro (preliminar), com um preço médio de negociação de R\$ 315/MWh.

8.6. 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\$ 5,95 milhões. Em novembro (dados preliminares), foram reduzidos 217 MWmédios nos horários de ponta, a uma receita fixa de R\$ 5,65 milhões.

8.7. Os Encargos de Serviços do Sistema – ESS totalizaram em setembro R\$ 92,7 milhões, em outubro R\$ 98,3 milhões e em novembro R\$ 42,6 milhões (dado preliminar), refletindo melhores condições hidrológicas. O impacto estimado em outubro foi de R\$ 0,74/MWh representando um custo adicional entre 0,25% e 0,27% ao preço de energia no Ambiente de Contratação Livre – ACL, e 0,25% de aumento na tarifa do Ambiente de Contratação Regulada – ACR.

8.8. Por fim, a CCEE destacou a evolução da migração de consumidores para o ACL. Segundo os dados de novembro/2025: há 143 comercializadores varejistas habilitados, representando 38.852 unidades consumidoras; 13.359 consumidores aderidos ao ACL com 44.528 unidades consumidoras. Esses dois grupos somados representam 83.380 unidades consumidoras no mercado livre.

9. ASSUNTOS GERAIS

- **Calendário de reuniões ordinárias do CMSE para 2026**

9.1. A Secretaria Nacional de Energia Elétrica – SNEE/MME, enquanto Secretaria-Executiva do CMSE, disponibilizou aos membros do Comitê o calendário referente às reuniões ordinárias para 2026. Conforme proposta, as reuniões continuarão a ser realizadas, salvo eventuais necessidades de alteração, na primeira quarta-feira de cada mês. O calendário será também disponibilizado no site do MME, com previsão da próxima reunião ordinária a ser realizada em 14 de janeiro de 2026.

9.2. 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	MME
João Daniel Cascalho	MME
Lorena Melo Silva Perim	MME
Márcio Rea	ONS
Christiano Vieira da Silva	ONS
Ricardo Simabuku	CCEE
Reinaldo Garcia	EPE
Thiago Prado	EPE
Jose Affonso de Albuquerque	MME
André Perim	MME
Bianca M ^a M. de Alencar Braga	MME
Claudia Elisabeth Bezerra Marques	MME
Cristiano Trein	MME
Daniel Bruno da Silva	MME
Douglas Estevam	MME
Edson Thiago Nascimento de Jesus	MME
Guilherme Silva de Godoi	MME
Isabela Sales Vieira	MME
Larissa Damascena	MME
Leandro Pereira de Andrade	MME
Marlian Leão de Oliveira	MME
Maurício de Oliveira Abi-Chahin	MME
Samantha Rannya Araújo da Silva	MME

Verônica e Silva Sousa	MME
Victor Protázio	MME
Wallace Tayson Abreu dos Santos	MME
Carla Santana	MME
Michelle Martins	MME
André Luiz Dias de Oliveira	MME
Silvia Araujo de Souza	MME
Marcela F. Checchia	MME
Maria Clara	MME
Enzo Leonardo Ferreira Brito	MME
Claudir Afonso Costa	MME
Pedro Henrique M. Coutinho	MME
Thales Rezende	MME
Karina Araujo Souza	MME
Henrique Mascarenhas Braun	MME
André Luis Gonçalves de Oliveira	MME
Ronaldo Eugenio de Souza Filho	MME
Claudiane Marques de Castro	MME
Pedro Henrique de Souza	MME
Rogério Reginato	MME
Alcione Carla Vaz	MME
Ricardo Nogueira Silveira	MME
Alexandre Nunes Zucarato	ONS
José Braz de Araújo	ONS
Renata Crusius dos Santos	ONS
Giácomo Bassi	ANEEL
Júlio César Rezende Ferraz	ANEEL
Bruno Goulart de Freitas Machado	ANEEL
Felipe Alves Calabria	ANEEL
Rafael Ervilha	ANEEL
Thompson S. Rolim J.	ANEEL
Felipe Sousa	ANEEL
Heloisa Borges	EPE

Andre Luis da Silva Machado	ANP
Joaquim Guedes Corrêa Gondim Filho	ANA
Alan Vaz Lopes	ANA
Giovanni Dolif	CEMADEN

ANEXOS

Anexo 1:	Agenda da 313ª Reunião do CMSE (Ordinária) (SEI nº 1159855);
Anexo 2:	Datas de Tendência da Transmissão (SEI nº 1159863);
Anexo 3:	Datas de Tendência da Geração (SEI nº 1159862);
Anexo 4:	Nota Informativa (SEI nº 1159857);
Anexo 5:	Carta CTA-ONS DPL 1942/2025 - Curvas Referenciais de Armazenamento para o Ano de 2026 (SEI nº 1165367);
Anexo 6:	Metodologia para Caracterização de Excedente Energético (SEI nº 1164055); e
Anexo 7:	CTA ONS DGL 1893 2025_CT-CCEE 30788-2025_CT-201-2025-PR-EPE - Proposta de Aprimoramento do Processo de Calibração dos Parâmetros de Aversão ao Risco (CVaR) (SEI nº 1167103).



Documento assinado eletronicamente por **João Daniel de Andrade Cascalho**, Secretário Nacional de Energia Elétrica, em 22/12/2025, às 14:48, 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 **1165694** e o código CRC **0798E28F**.