



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATA DE REUNIÃO

CMSE - COMITÊ DE MONITORAMENTO DO SETOR ELÉTRICO

ATA DA 299ª REUNIÃO (Ordinária)

Data: 04 de dezembro de 2024

Horário: 14h30

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

Participantes: Lista Anexa

1. **ABERTURA**

1.1. A 299ª 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, que estava ausente em função de outros compromissos. 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 ONS iniciou a apresentação destacando que, em novembro/2024, os sistemas meteorológicos típicos da primavera favoreceram a ocorrência de precipitação nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, que se encontram com período chuvoso próximo do normal, e em parte da região Norte, cuja estação chuvosa encontra-se atrasada. As bacias hidrográficas dos rios Tietê, Grande e Paranaíba, além do trecho do Madeira dentro dos territórios boliviano e peruano, apresentaram precipitação superior à média climatológica, assemelhando-se ao comportamento observado no mês anterior.

2.2. O Operador informou também que, no dia 2 de dezembro, entraram em vigor duas Resoluções da Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico – ANA, que estabelecem regras operativas para reservatórios situados nas bacias dos rios Grande (nº 193, de 10/05/2024) e Paranaíba (nº 194, de 10/05/2024). Com tais medidas, é esperada uma aceleração da recuperação dos armazenamentos nesses reservatórios.

2.3. Em relação à Energia Natural Afluente – ENA, no mês de novembro/2024 foram verificados valores abaixo da média histórica nos subsistemas Sul, Norte e Nordeste, onde foram registrados 81%, 64% e 72% da Média de Longo Termo – MLT, respectivamente. As condições hidroenergéticas foram mais favoráveis no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, registrando 111% da MLT. Para o SIN, a ENA foi de 98% da MLT.

2.4. Ao final do mês de novembro/2024, foram verificados armazenamentos equivalentes de cerca de 43%, 57%, 45% e 52% da Energia Armazenada máxima – EARMáx, nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente. Para o SIN, o armazenamento verificado foi de 45%.

2.5. Em novembro/2024, 87% de toda a geração de energia elétrica no SIN foi proveniente de fontes renováveis. Também houve recordes de geração eólica média horária no Nordeste e no SIN, e média diária no SIN. No Norte e no Sudeste/Centro-Oeste, foram verificados recordes de geração solar fotovoltaica na média diária.

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

- a) exportação comercial de geração térmica para Argentina realizada em 8 dias de novembro, com montantes de até 1.763 MW;
- b) importação comercial da Argentina realizada em 9 dias de novembro, com montantes de até 1.800 MW.
- c) importação emergencial da Argentina nos dias 27 e 28 de novembro, chegando a valores de 1.500 MW para atendimento de ponta, devido à alta temperatura.
- d) importação comercial do Uruguai realizada em 13 dias de novembro, com valor máximo de 500 MW.
- e) importação emergencial do Uruguai no dia 27 de novembro, chegando a valores de 500 MW para atendimento de ponta, devido à alta temperatura.

2.7. A carga média de novembro/2024 foi de 80,1 GWmed, correspondendo a baixa de 1,1%, em relação ao mesmo mês de 2023.

2.8. No mês de novembro/2024, registrou-se uma redução na incidência de perturbações na Rede Básica em comparação aos meses de novembro de 2020, 2021 e 2023. As principais perturbações ocorridas nesse mês no sistema elétrico brasileiro, com corte de carga maior ou igual a 100 MW e duração igual ou superior a dez minutos, foram: 12/11, no Rio de Janeiro; 18/11, no Pará; 20/11, em São Paulo; 23/11, no Maranhão; 23 e 26/11, no Ceará; e 30/11, na Bahia. Ocorreu também desligamento de parte do sistema isolado de Roraima em 16/11 e blecaute em 20/11.

2.9. O ONS também apresentou o acompanhamento dos equipamentos de transmissão de energia elétrica que estão indisponíveis para a operação sistêmica, que podem ocasionar alguma dificuldade e/ou restrição para o sistema. Acrescentou que a previsão de retorno à operação do Autotransformador ATR-2 da Subestação Castanhal foi prorrogada para 15/12.

2.10. Ademais, o Operador apresentou a avaliação de impacto no SIN caso as obras das empresas MEZ 6, MEZ 7, MEZ 8, MEZ 9 e MEZ 10 não estejam em operação nas datas previstas nos seus respectivos contratos de concessão.

2.11. Para o mês de dezembro/2024, de acordo com o cenário inferior, a indicação é de uma ENA abaixo da média histórica para todos os subsistemas, exceto para o Sul. Nesse cenário menos favorável, a previsão para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte é de 55%, 153%, 26% e 33% da MLT, respectivamente. Para o SIN, o estudo aponta condições de afluência prevista de 58% da MLT, sendo o 2º menor valor para o mês de um histórico de 94 anos.

2.12. No cenário superior (mais favorável), ainda em dezembro, as condições de ENA previstas para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte são de 95%, 92%, 63% e 50% da MLT, respectivamente. Em relação ao SIN, os resultados dos estudos indicam condições de afluência prevista de 85% da MLT, sendo o 21º menor valor para um histórico de 94 anos.

2.13. Em termos de armazenamento, para o último dia do mês de dezembro, considerando o cenário inferior, a expectativa é de 42,1%, 54,1%,

41,3% e 41,4% da EARMáx nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente. No cenário superior, há a previsão de 49,3%, 50,9%, 51,3% e 49,3% da EARMáx, considerando a mesma ordem. Para o SIN, os resultados devem ser de 42,8% da EARMáx, para o cenário inferior, e 49,7% para o cenário superior.

2.14. Com relação à operação prevista, considerando-se o período de dezembro/2024 a maio/2025, as condições de aflúências no SIN variam entre 71% e 102% da MLT. Se confirmadas as condições do limite superior, a ENA será classificada como a 34ª maior do histórico de 94 anos. Se confirmadas as condições do limite inferior, a ENA do SIN será classificada como o 4ª menor valor do referido histórico.

2.15. Para o SIN, os estudos prospectivos (visão dos próximos 6 meses) apresentados mostram que, ao final de maio/2025, as previsões podem variar entre 50,1% e 89,7% da EARMáx. Na condição do cenário inferior, observa-se suave recuperação dos armazenamentos ao longo do período úmido, sem expectativa de atingimento da faixa amarela da CRef.

2.16. Sobre os resultados dos estudos prospectivos de ENA, cabe salientar que: quanto maior o período prospectado, maiores são as incertezas, em função do comportamento das condições hidrometeorológicas e da chuva incidente. As incertezas também são maiores no período chuvoso, principalmente no seu início, momento vivenciado agora; mas, por outro lado, no período seco, os cenários superior e inferior das projeções tendem a se aproximar.

2.17. Apesar da baixa probabilidade de ocorrência, a análise de cenário inferior dos estudos prospectivos é importante, pois permite ao ONS verificar se o sistema possui os recursos eletroenergéticos suficientes para atender à carga, mesmo na pior situação considerada. Sendo verificado alguma desconformidade, o ONS terá tempo suficiente para adotar (ou, se necessário, propor ao CMSE) as providências necessárias para garantir a segurança do suprimento contínuo no País.

2.18. Ainda considerando os estudos prospectivos (visão dos próximos 6 meses), no cenário hidrológico inferior, os modelos indicam Custo Marginal de Operação – CMO acima de R\$ 500 / MWh em janeiro e fevereiro/2025, com descolamento entre os subsistemas. A partir de março/2025, projeta-se CMO nulo nessa mesma condição inferior. 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.

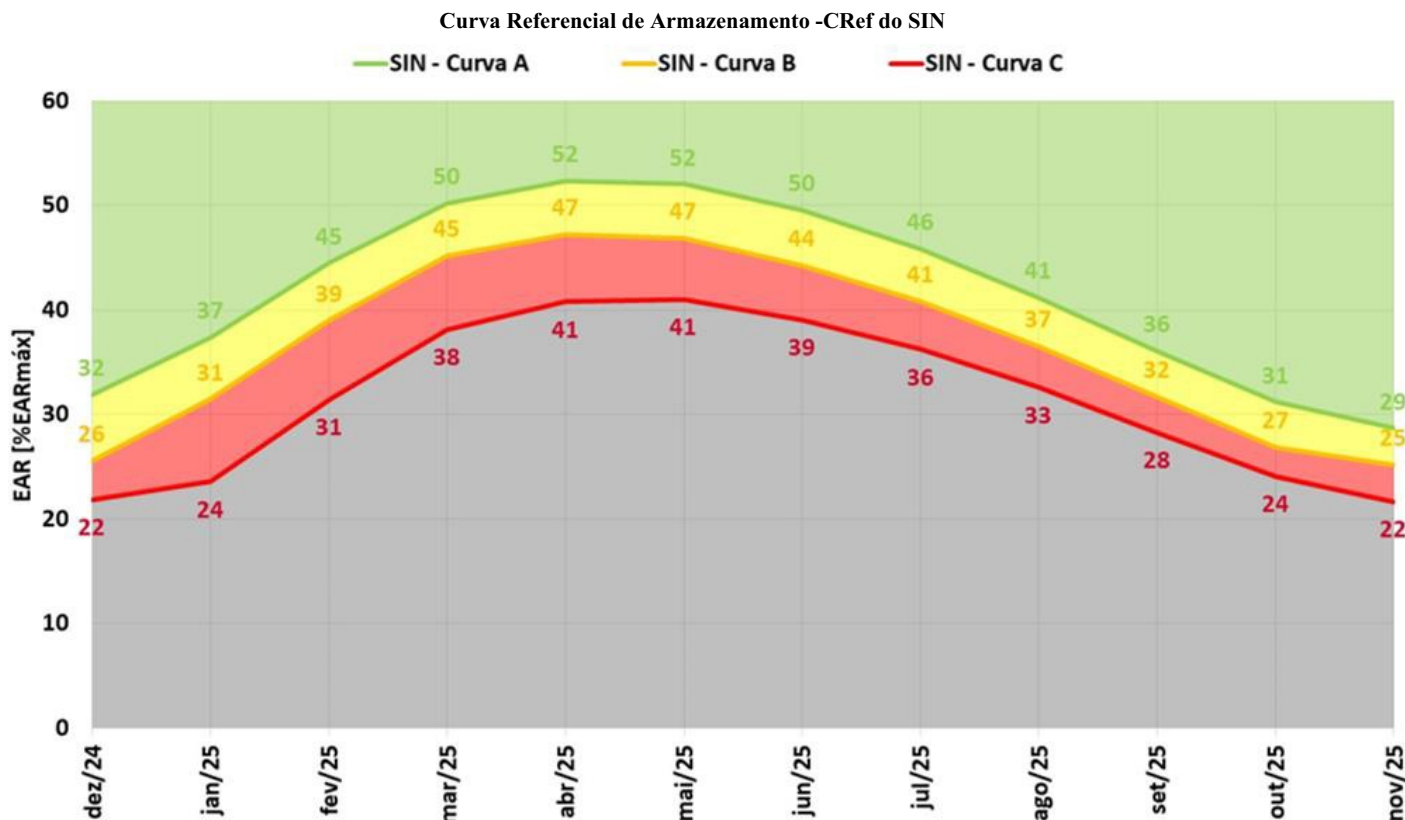
2.19. Com relação ao atendimento à potência, considerando o cenário inferior, em caso de coincidência de demandas elevadas, associadas ao baixo desempenho da geração eólica e hidrologia desfavorável (cenário inferior), há projeção de necessidade de geração térmica adicional de dezembro/2024 a maio/2025. Entre dezembro/2024 e janeiro/2025, poderá ocorrer invasão da reserva operativa, sendo necessário, caso se configure este cenário inferior, medidas adicionais para garantir o atendimento à ponta, tais como acionamento da Redução Voluntária de Demanda – RVD, despacho adicional de termelétricas, dentre outras.

### 3. PROPOSTA DE CURVA DE REFERÊNCIA DE ARMAZENAMENTO PARA O ANO DE 2025

3.1. O ONS realizou apresentação sobre a elaboração das Curvas Referenciais de Armazenamento – CRef para 2025, que representam importante ferramenta de auxílio à tomada de decisão do Comitê quanto à necessidade da adoção ou permanência de medidas adicionais com vistas à garantia do atendimento energético no País.

3.2. Conforme destacado, a elaboração vem sendo realizada anualmente em apoio às avaliações do CMSE, alinhadas às suas competências institucionais, especialmente visando a avaliação de medidas operativas adicionais para garantia da segurança energética. Nesse contexto, a CRef se apresenta como uma métrica para o monitoramento das condições de atendimento energético ao SIN e como uma ferramenta usada na eventual indicação de despacho fora da ordem de mérito de custo, buscando maior previsibilidade e transparência nas ações a serem tomadas.

3.3. A figura a seguir ilustra a Curva Referencial de Armazenamento para o SIN, para o ano de 2025, com os níveis percentuais apontados referentes ao final de cada mês.



3.4. Na apresentação, foi destacada a metodologia adotada para a construção das curvas, com as respectivas premissas consideradas, tendo sido mostrados os resultados obtidos no estudo. Neste ano, foram utilizadas as mesmas metodologias da construção da CRef de 2024, o que sinaliza positivamente a favor da previsibilidade do setor elétrico.

3.5. O detalhamento da metodologia de construção das curvas, assim como a CRef de cada um dos subsistemas do SIN para o ano 2025, serão apresentadas em Nota Técnica elaborada pelo ONS e encaminhada ao CMSE, sendo tornada pública junto ao material do Comitê.

3.6. Após a apresentação do ONS e as discussões sobre o tema, o Comitê deliberou o seguinte:

**Deliberação:** O CMSE aprovou as curvas referenciais de armazenamento – CRef a serem utilizadas em 2025 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.

3.7. 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 termoeletrico 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 2025 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.

#### 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, tendo informado que a expansão verificada para o mês novembro de 2024 foi de 950 MW de capacidade instalada de geração centralizada, 412 km de linhas e transmissão e 5.731 MVA de capacidade de transformação.

4.2. Considerando a expansão acumulada no ano, houve incremento no SIN de 10.304 MW de capacidade instalada de geração centralizada, 3.313 km de linhas de transmissão e 18.346 MVA de capacidade de transformação.

4.3. No momento, há expectativa da expansão atingir, ao final de 2024, 10.636 MW de capacidade instalada de geração centralizada, 4.116 km de linhas de transmissão e 20.356 MVA de capacidade de transformação, tendo sido destacado que, em termos da geração, a meta estimada para 2024 já foi superada com os empreendimentos implantados até novembro.

4.4. Na apresentação, foi enfatizada a entrada em operação comercial dos seguintes empreendimentos de geração: UFV Vista Alegre (MG) – 576 MW, UFV Arinos (MG) – 112 MW, UFV Luiz Gonzaga (PE) – 90 MW e PCH Verde 2 Baixo (GO) – 2,3 MW.

4.5. Sobre a UTE GNA II, a ANEEL relatou a continuidade dos atos de vandalismo na LT 500 kV Campos 2 – Mutum (furto de 20 km de cabos condutores), com impacto nos testes da UTE. Há previsão de retorno da LT à operação em 10/12 e retomada dos testes das unidades geradoras.

4.6. Em relação à UTE Portocém I, foi informado que o avanço físico da obra está em 24% e que as tratativas referentes ao Contrato de Conexão às Instalações de Transmissão (CCT) se encontram em andamento.

4.7. Foram apresentadas informações referentes às usinas em implantação nos sistemas isolados. Atualmente, existem 7 usinas em implantação nos Estados do Amapá, Amazonas, Pará e Roraima, que totalizam 75,46 MW.

4.8. A SNEE/MME reforçou a importância da assertividade das estimativas de operação comercial das UTE GNA II, Novo Tempo Barcarena e Portocém considerando a importância destas para o atendimento dos requisitos de potência para os anos de 2025 e 2026.

4.9. Em relação a transmissão, a ANEEL informou sobre a entrada em operação de oito linhas de transmissão (3 LT 500 kV, 1 LT 440 kV, 1 LT 345 kV, 3 LT 230 kV) e dezoito transformadores (3 TR 525 kV, 2 TR 500 kV, 1 TR 440 kV, 3 TR 345 kV e 9 TR 230kV).

4.10. Sobre a LT 230 kV Feijó - Cruzeiro do Sul, a ANEEL informou que as obras foram concluídas, restando pendente a decisão sobre o aceite ou não do traçado da linha executado pela transmissora, assunto já em discussão pela diretoria da ANEEL.

4.11. A agência também apresentou a situação dos contratos de concessão da Transmissora MEZ Energia (MEZ 6 a 10) que estariam em fase de instrução de processo com tendência a caducidade. No caso da MEZ 7, 9 e 10, informaram que os Termos de Intimação (TI) foram emitidos e que os TI referentes a MEZ 6 e MEZ 8 estariam em fase final para emissão. Sobre o assunto, o ONS, em sua apresentação, trouxe informações sobre o impacto sistêmico do atraso da operação das obras. Indicou que o caso mais crítico é o da MEZ 7, pois o atraso implica em sobrecargas e regime normal e/ou em contingência, possibilidade de cortes de carga, dificuldades para controle de tensão e necessidade de geração térmica por razões elétricas.

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 11ª Reunião mensal de Monitoramento da Expansão da oferta de Geração e da Transmissão de 2024, ocorridas em 21 de novembro de 2024. As informações referentes às datas de tendência foram encaminhadas ao MME por meio do Ofício-Circular nº 87/2024 – SFT/ANEEL.

#### 5. MONITORAMENTO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

5.1. Primeiramente, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE apresentou, de forma preliminar, a liquidação financeira no Mercado de Curto Prazo – MCP referente à contabilização para outubro de 2024.

5.2. Segundo a CCEE, a previsão da contabilização apresenta um total aproximado de R\$ 5,84 bilhões, sendo R\$ 4,75 bilhões (81,4%) correspondentes ao valor da contabilização do MCP do próprio mês de referência e R\$ 1,09 bilhão (18,6%) relativos ao efeito de liminar do Generation Scaling Factor – GSF.

5.3. Dos valores de R\$ 4,75 bilhões: i) foram liquidados R\$ 4,68 bilhões (98,5%), sendo que 27,8% (R\$ 1,3 bilhões) serão creditados à Conta de Energia de Reserva – CONER; e ii) R\$ 70,04 milhões (1,5%) correspondem a valores não pagos.

5.4. Ainda sobre o MCP, a Câmara detalhou dados sobre o acompanhamento da calamidade no Rio Grande do Sul, que, em termos de inadimplência, apresentou-se pouco significativa. Em seguida, a CCEE apresentou os resultados da importação comercial. A energia apurada inclui perdas internas e de rede básica. A Câmara apresentou os montantes de importação referentes aos meses de janeiro a novembro de 2024, sendo que os dados de novembro são preliminares.

5.5. No mês de setembro, a importação de energia atingiu 162,3 MWmédios / 116,9 GWh realizada em 30 dias do mês, sendo importados do Uruguai (27%) a um preço médio de R\$ 713,37/MWh e da Argentina (73%) a um preço médio de R\$ 1.135,87/MWh, totalizando R\$ 119,5 Milhões. Em outubro, houve uma importação 255,5 MWmédios / 190,1 GWh ocorrido em 24 dias, com 58% dessa energia proveniente da Argentina a um preço médio de R\$ 915,65/MWh e 42% do Uruguai, a um preço médio de R\$ 492,30/MWh, totalizando R\$ 139 Milhões. Para o mês de novembro, considerando dados preliminares, a Câmara registrou a importação de 114,5 MWmédios / 82,4 GWh ocorridos em 12 dias do mês, com 69% dessa energia proveniente

da Argentina a um preço médio de R\$ 681,30/MWh e 31% do Uruguai, a um preço médio de R\$ 524,96/MWh, totalizando R\$ 55,9 Milhões. A CCEE destacou que, entre janeiro e novembro, foram importados 66% de energia da Argentina e 34% do Uruguai, o valor acumulado dessas operações giram em torno de R\$ 381 milhões e com um preço médio de negociação de R\$ 763/MWh durante o período.

5.6. Com relação à exportação proveniente de geração térmica, a CCEE apresentou o histórico de 2023, em que foram exportados 354 MW médios / 2.994 GWh (86% para a Argentina e 14% para o Uruguai), totalizando R\$ 106 milhões à Conta Bandeiras.

5.7. A Câmara informou que, em setembro de 2024, a exportação atingiu 28 MW médios / 21 GWh, sendo exportado integralmente para a Argentina, gerando uma compensação à Conta Bandeiras de R\$ 0,76 milhão. Em outubro, a exportação atingiu 3,6 MW médios / 2,7 GWh, sendo exportado integralmente para a Argentina, gerando uma compensação à Conta Bandeiras de R\$ 0,1 milhão. Para o mês de novembro, considerando valores preliminares, a exportação atingiu 158 MW médios / 114 GWh, sendo exportado integralmente para a Argentina, gerando uma compensação à Conta Bandeiras de R\$ 7,1 milhões.

5.8. Quanto à exportação de excedentes hidrelétricos, a CCEE informou que entre os meses de julho a novembro, não ocorreram exportações dessa modalidade. A Câmara destacou que, ao longo de 2023 (janeiro a dezembro), essa comercialização gerou um benefício acumulado ao Mecanismo de Realocação de Energia - MRE de R\$ 782 milhões, totalizando uma energia exportada de 494 MW médios (77% para a Argentina e 23% para o Uruguai).

5.9. Sobre o Programa de Resposta da Demanda (RD), a CCEE informou que, no mês de setembro, foram reduzidos 55 MW médios a um preço médio de R\$ 922/MWh, gerando um valor de R\$ 4,24 milhões recebidos via ESS e contando com a participação de 17 consumidores ocorrendo em 22 dias do mês (sem negociação em 01, 07, 08, 15, 18, 22, 28 e 29/09). Em outubro, foram despachados 95 MW médios a um preço médio de R\$ 983/MWh, gerando um valor de R\$ 3,3 milhões recebidos via ESS e contando com a participação de 20 consumidores ocorrendo em 15 dias do mês (negociação nos dias 01 a 04, 08 e 09, 16 a 18, 24, 28 a 31/10). Já para o mês de novembro, considerando valores preliminares, foi apresentada uma redução de 112 MW médios a um preço médio de R\$ 685/MWh, gerando um valor de R\$ 9,6 milhões pagos via ESS a 16 unidades consumidoras e ocorrendo em 13 dias do mês (negociação nos dias 07, 08, 11 a 13, 19, 21 a 23 e 25 a 29).

5.10. Com relação aos Encargos de Serviços do Sistema (ESS), a CCEE informou que, em setembro/2024, o valor foi de R\$ 522,8 milhões. No mês de outubro, o valor ficou em R\$ 245,6 milhões. Para o mês de novembro o valor atingiu R\$ 362,6 milhões, considerando estimativas preliminares e que não foram estimados ESS por serviços ancilares e compensação síncrona. O aumento de ESS observado, apesar de estar no início do período úmido, se deve principalmente à geração termelétrica e importação para atendimento da ponta de carga líquida.

5.11. Já o impacto estimado do valor de ESS preliminar de novembro é equivalente a R\$ 6,48/MWh. Segundo estimativas da Câmara, isso corresponde a um custo adicional entre 5,2% a 6,8% ao preço de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL), e 0,6% de aumento na tarifa do Ambiente de Contratação Regulado (ACR).

5.12. A CCEE apresentou um destaque da aplicação do modelo Newave híbrido, cujo uso oficial para cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) deverá ser iniciado em janeiro de 2025. Conforme informações da Câmara, considerando esse novo modelo nas contabilizações de agosto e setembro de 2024, haveria uma economia de cerca de R\$ 438 milhões ao consumidor brasileiro no pagamento de ESS.

5.13. A Câmara atualizou a projeção do PLD – SE/CO para diferentes cenários. A Câmara também apresentou uma 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.

5.14. Posteriormente, a CCEE ressaltou a evolução da migração de consumidores para o ACL, destacando que os dados de novembro/2024 mostram que há 132 comercializadores varejistas habilitados na Câmara, com 20.403 unidades consumidoras associadas. Além disso, informou que 13.171 consumidores já aderiram ao ACL com 41.109 unidades consumidoras. Esses dois grupos somados representam 61.512 unidades consumidoras no Mercado Livre. Além disso, há 22 comercializadores varejistas em processo de habilitação, sendo que atualmente a Câmara conta com um total de 16.059 associados.

5.15. A CCEE apresentou, ainda, o acompanhamento das migrações durante o ano de 2024. Em novembro, 2.692 migrações foram concluídas. Entre janeiro e novembro de 2024, as migrações efetivadas representaram um aumento de 220% em relação ao total de migrações registradas durante todo o ano de 2023. Por fim, a Câmara destacou a representatividade do consumo nos ambientes de contratação, indicando que dos 70.457 MW médios consumidos até dia 29/11, 60,8% pertencem ao Ambiente de Contratação Regulado (ACR), enquanto 39,2% são do Ambiente de Contratação Livre (ACL).

## 6. ASSUNTOS GERAIS

### Taxonomia Sustentável Brasileira – TSB

6.1. A Secretaria Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis do Ministério de Minas e Energia (SNPGB/MME) realizou apresentação sobre a Taxonomia Sustentável Brasileira (TSB), com destaque para o setor de eletricidade e gás, representado pelo Grupo Técnico Classificação Nacional das Atividades Econômicas (GT CNAE D – Eletricidade e Gás), cuja coordenação é compartilhada entre o MME e o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).

6.2. Após uma breve introdução sobre a Governança da TSB, a SNPGB divulgou o link para participação da sociedade na consulta pública que irá ajudar a formatar os parâmetros da TSB, ferramenta que servirá para definir e classificar atividades econômicas e investimentos alinhados com os objetivos de sustentabilidade e enfrentamento das mudanças climáticas:

<https://www.gov.br/fazenda/pt-br/assuntos/noticias/2024/novembro/sociedade-e-convidada-a-opinar-sobre-metodologia-e-criterios-tecnicos-para-atividades-economicas-sustentaveis>.

6.3. A SNPGB/MME esclareceu que a consulta pública, iniciada pelo Ministério da Fazenda (MF), acontece na Plataforma Participe + Brasil e se divide em duas etapas:

- Na primeira, até 31 de janeiro de 2025, os interessados poderão enviar análises e sugestões sobre os critérios metodológicos e indicadores de desempenho para mitigação, equidade de gênero e raça, e sobre o sistema de Monitoramento, Relato e Verificação (MRV);
- Na segunda etapa, entre 1º de fevereiro e 31 de março de 2025, serão abordados os limites técnicos e os parâmetros para adaptação, além de salvaguardas setoriais.

6.4. Na sequência, a SNPGB apresentou a relação das categorias de atividades elegíveis da CNAE – D Eletricidade e Gás:

- D1: Geração de energia elétrica de origem hidráulica;
- D2: Geração de energia elétrica de origem eólica;
- D3: Geração de energia elétrica de origem solar;
- D4: Geração de energia elétrica de origem térmica a partir de biomassa renovável, biogás, biometano e outros combustíveis renováveis;
- D5: Geração de eletricidade através das marés, ondas e correntes oceânicas;
- D6: Transmissão de energia elétrica;
- D7: Distribuição de energia elétrica;
- D8: Digitalização da rede, desenvolvimento de rede inteligente e gerenciamento da demanda;

- D9: Sistemas de armazenamento de energia;
- D10: Produção de hidrogênio de baixa emissão de carbono;
- D11: Produção de biogás e biometano;
- D12: Transporte e distribuição de combustíveis gasosos por sistemas de dutos;
- D13: Transporte de CO2 por sistemas de dutos;
- D14: Armazenamento de CO2;
- D15: Iluminação pública eficiente; e
- D16: Implantação de painéis e tecnologias de aquecimento solar para aquecimento de água.

6.5. A SNPGB demonstrou preocupação com a ausência das seguintes atividades na CNAE – D Eletricidade e Gás: (a) produção, escoamento e processamento de gás natural; (b) geração de energia elétrica a partir de gás natural; e (c) uso do gás natural como matéria-prima ou combustível para eletricidade, calor, energia mecânica ou refrigeração. Pelo exposto, demonstrou-se que o gás natural é importante para a segurança energética do Brasil, podendo contribuir mais ainda para a transição energética ao substituir as atuais usinas termoeletricas movidas a carvão, óleo diesel e óleo combustível, tornando a matriz elétrica e energética mais descarbonizada.

6.6. Assim, é importante atuação para que não haja consequências negativas da ausência do gás natural na Taxonomia Sustentável Brasileira, como aumento de custos de capital e prejuízos de natureza econômica e energética aos consumidores de energia elétrica.

6.7. A SNPGB ressaltou, ainda, a importância da TSB estar alinhada às políticas públicas do governo quando da definição das atividades elegíveis, citando as políticas do MME que visam aumentar a oferta do gás natural nacional e reduzir os preços ao consumidor, gerar empregos, renda e arrecadação de impostos, tendo como exemplo o Decreto nº 12.153/2024, do Programa Gás para Empregar.

6.8. Também foram citados os estudos promovidos pelo MME sobre o papel do gás natural e do biometano na transição energética justa, sustentável e acessível (FGV Energia), e sobre o papel do setor de petróleo e gás natural na transição energética (EPE), disponível no site da EPE; bem como a emissão de debêntures incentivadas e de infraestrutura com projetos de energia orientados à transição energética, que inclui de maneira ampla o gás natural.

6.9. De acordo com a SNPGB, o MME tem envidado esforços significativos para aumentar a oferta de metano, que ainda não apresenta quantidade suficiente de insumo, capacidade produtiva e preço inferior ao do gás natural. Nesse sentido, a SNPGB defendeu a inclusão do gás natural na TSB até que o biometano e o hidrogênio apresentem condições econômicas e produtivas para atender ao mercado sem causar prejuízos à economia.

6.10. Assim, sugeriu-se uma atuação institucional dos diversos agentes e instituições do setor elétrico e de gás natural, de modo a considerar todos os elos de gás natural na TSB sob risco de aumentar o custo de capital para financiamento de projetos fundamentais para a economia brasileira, com reflexo nos preços ao consumidor.

**Reuniões G20**

6.11. Durante as reuniões do G20, o ONS implementou uma operação especial, vigente entre 14 e 19 de novembro de 2024. A operação foi bem-sucedida, com o comportamento da carga e da frequência do SIN dentro do esperado e não houve qualquer ocorrência envolvendo a Rede de Operação que acarretasse prejuízo para o evento.

**Calendário de reuniões ordinárias do CMSE - 2025**

6.12. A SNEE/MME, enquanto Secretaria-Executiva do CMSE, disponibilizou aos membros do Comitê o calendário referente às reuniões ordinárias para 2025. 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 09 de janeiro de 2025.

6.13. Durante a reunião, foi entregue uma placa de homenagem ao Sr. Rui Guilherme Altieri Silva, em razão de aposentadoria, como reconhecimento pelo empenho, trabalho e dedicação ao longo de muitos anos de atuação no setor elétrico brasileiro e no CMSE.

6.14. Por fim, o CMSE 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 Comitê.

6.15. 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.

**LISTA DE PARTICIPANTES**

| NOME                         | ÓRGÃO |
|------------------------------|-------|
| Gentil Nogueira de Sá Junior | MME   |
| Thiago Barral                | MME   |
| Leandro Albuquerque          | MME   |
| João Daniel Cascalho         | MME   |
| Giordano Rossetto            | MME   |
| Igor Souza Ribeiro           | MME   |
| Márcio Rea                   | ONS   |
| Carolina Garcia Medeiros     | ONS   |
| Ricardo Takemitsu Simabuku   | CCEE  |
| Joaquim Gondim               | ANA   |
| Victor Protázio da Silva     | MME   |
| Marcelo Gomes Weydt          | MME   |

|                               |       |
|-------------------------------|-------|
| Bianca Mª M. de Alencar Braga | MME   |
| Bruno Goulart                 | ANEEL |
| Julio Cesar Rezende           | ANEEL |
| Erica Carvalho de Almeida     | MME   |
| Larissa Damascena da Silva    | MME   |
| Bárbara Galvão Bina           | MME   |
| Rogério Guedes                | MME   |
| Rui Guilherme Altieri Silva   | MME   |
| Rogério Reginato              | MME   |
| Edson Thiago Nascimento       | MME   |
| Gerusa Cortes                 | CCEE  |
| Fabiana Nunes Lara De Souza   | MME   |
| Isabela Sales Vieira          | MME   |
| Tarita da Silva Costa         | MME   |
| Bruno de Almeida Ribeiro      | MME   |
| Thiago Ivanoski Teixeira      | EPE   |
| Nelson Simão de Carvalho      | MME   |
| Renata Crusius dos Santos     | ONS   |
| Raquel N. Marques             | MME   |
| José Braz de Araujo           | ONS   |
| Jayme Darriba Macêdo          | ONS   |
| Silvia Araujo de Souza        | MME   |
| Guilherme Silva de Godoi      | MME   |
| Alexandre Zucarato            | ONS   |
| Cristiano Vieira da Silva     | ONS   |
| Reinaldo C. Garcia            | EPE   |
| Agnes da Costa                | ANEEL |
| Almir Bezerra dos Santos      | ANP   |
| Claudia E.B Marques           | MME   |
| Claudir Afonso Costa          | MME   |
| Giácomo Almeida               | ANEEL |
| Esilvan Cardoso Santos        | ANEEL |
| Rafael Ervilha Caetano        | ANEEL |
| Edimar Fernandes de Oliveira  | MME   |
| Mauricio de Oliveira          | MME   |
| Kamila A. Sousa               | MME   |
| Adriano Silva                 | MME   |
| Carla Santana                 | MME   |
| Alexandra L. Sales            | MME   |
| Guilherme Zanetti Rosa        | MME   |

|                  |     |
|------------------|-----|
| Cecilene Martins | MME |
| André S. Perim   | MME |
| Luciana Bezerra  | MME |

#### ANEXOS

|          |                                                                 |
|----------|-----------------------------------------------------------------|
| Anexo 1: | Agenda 299ª CMSE (SEI nº 0987790)                               |
| Anexo 2: | Nota Informativa -299ª Reunião do CMSE (SEI nº0991074)          |
| Anexo 3: | Datas de Tendência da Geração 299ª Reunião (SEI nº0987794)      |
| Anexo 4: | Datas de Tendência da Transmissão 299ª Reunião (SEI nº 0987795) |



Documento assinado eletronicamente por **Gentil Nogueira de Sá Junior**, **Secretário Nacional de Energia Elétrica**, em 15/01/2025, às 08:22, 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](http://sei.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **1004541** e o código CRC **9F121694**.