



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATA DE REUNIÃO

CMSE - COMITÊ DE MONITORAMENTO DO SETOR ELÉTRICO

ATA DA 245ª REUNIÃO

Data: 1º de março de 2021

Horário: 14h30

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

Participantes: Lista ao final da ata.

1. ABERTURA

1.1. A 245ª Reunião (Ordinária) do CMSE foi aberta pelo Ministro de Minas e Energia, Sr. Bento Albuquerque, que agradeceu a presença de todos os participantes, tanto presencialmente no Ministério de Minas e Energia, quanto nos diversos pontos remotos, por meio de videoconferências.

1.2. Na sequência, o Secretário de Energia Elétrica, Sr. Rodrigo Limp Nascimento, conduziu a reunião, de acordo com a agenda de trabalho, que abrangeu os temas relatados a seguir.

2. AVALIAÇÃO DAS CONDIÇÕES DO ATENDIMENTO ELETROENERGÉTICO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - SIN

2.1. O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS informou que os armazenamentos nos reservatórios equivalentes permanecem baixos, destacadamente no Sudeste/Centro-Oeste, que finalizou o mês de fevereiro com 29,7%. Essa situação reflete, dentre outros fatores, as afluências verificadas nos últimos meses, que se configuraram nos piores montantes para o período de setembro a fevereiro do SIN, em 91 anos de histórico. O volume do reservatório equivalente do SIN verificado ao final de fevereiro foi de 38% e a expectativa para o final de março é de que alcance o patamar de 47%.

2.2. Sobre a previsão para os próximos dias, foi destacada a perspectiva de manutenção do valor acima da média das precipitações em grande parte da área central do País, o que deverá se refletir em aumento das chuvas em importantes bacias, como Tocantins, Xingu e Paranaíba. Ademais, os bons volumes pluviométricos devem permanecer até o final do mês de março.

2.3. Em termos de Energia Armazenada – EAR, em fevereiro, foram verificados armazenamentos equivalentes de 29,7%, 63,7%, 59% e 52,7% nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente, e a previsão para o fim de março nesses subsistemas é de 34,2%, 57,6%, 69,1% e 73,4% da EAR_{máx}, conforme Programa Mensal da Operação – PMO/ONS de março/2021.

2.4. Sobre o comportamento da carga, foi informado que, em fevereiro de 2021, a carga do SIN apresentou variação nula em relação ao mês anterior. Comparada a fevereiro de 2020, houve alta de 1,1%, mostrando que a carga mantém uma trajetória de crescimento, em relação ao ano anterior, impulsionada pela retomada da atividade econômica no país. Para março, a expectativa é de decréscimo de 0,7% em relação a fevereiro.

2.5. Na sequência, o Operador relatou os resultados operativos obtidos com o uso dos recursos adicionais deliberados pelo CMSE, dentre os quais geração termelétrica e importação de energia elétrica, tendo apresentado também estudos prospectivos para o atendimento ao SIN no período até novembro de 2021, abrangendo também o período tipicamente seco, já considerando na análise as curvas referenciais de armazenamento, conforme metodologia aprovada pelo CMSE.

2.6. Diante desse cenário e, portanto, da permanência de condições hidrometeorológicas desfavoráveis e de baixos armazenamentos nos reservatórios das usinas hidrelétricas, destacadamente nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, o Comitê manteve a diretriz de adoção das medidas excepcionais para o devido atendimento à carga, para a menor degradação dos armazenamentos dos reservatórios

equivalentes das usinas hidrelétricas e manutenção da governabilidade das cascatas hidráulicas. Diferentemente da deliberação então vigente, o Colegiado reduziu o limite para esse despacho adicional de 16.500 MW médios para até 15.000 MW médios ao longo do mês, contemplando a geração termelétrica total das usinas despachadas pelo ONS, já acrescidos dos montantes porventura importados.

Deliberação: Diante da permanência de condições hidrometeorológicas desfavoráveis e de baixos armazenamentos nos reservatórios das usinas hidrelétricas, destacadamente nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, o ONS fica autorizado a despachar geração termelétrica fora da ordem de mérito e importação sem substituição a partir da Argentina ou do Uruguai, nos moldes do § 13, do art. 1º da Portaria MME nº 339/2018, minimizando o custo operacional total do sistema elétrico e considerando as restrições operativas, de até 15.000 MW médios ao longo do mês para a geração termelétrica total das usinas despachadas pelo ONS, já acrescidos dos montantes porventura importados.

2.7. Além disso, o Colegiado limitou o preço máximo de importação de energia elétrica sem substituição a partir da Argentina ou do Uruguai, nos moldes do § 13, do art. 1º da Portaria MME nº 339/2018, ao Custo Variável Unitário – CVU da Usina Termelétrica Termomacaé.

Deliberação: O preço máximo de importação de energia elétrica sem substituição a partir da Argentina ou do Uruguai, nos moldes do § 13, do art. 1º da Portaria MME nº 339/2018, será limitado ao Custo Variável Unitário da Usina Termelétrica Termomacaé.

2.8. Essas decisões, que continuarão a ser reavaliadas periodicamente em reuniões técnicas, privilegiam o uso dos recursos termelétricos mais baratos, conforme necessidade, concomitantemente à esperada recuperação do armazenamento dos principais reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste e Sul ao longo da estação chuvosa em curso.

2.9. Foram também apresentadas as demais ações que visam ao aumento das disponibilidades energéticas no SIN aos menores custos totais de operação, medidas essenciais sob a ótica do abastecimento de energia elétrica no País. Especificamente sobre o assunto, foi destacada a importância da gestão das indisponibilidades de usinas termelétricas, com o objetivo de reduzir essas indisponibilidades, em especial, daquelas com menores CVU.

2.10. Além disso, foram registradas recomendações relativas à flexibilização das restrições hidráulicas, principalmente nas bacias do Sudeste/Centro-Oeste. Sobre o assunto, foram mencionadas, por exemplo, as tratativas em curso para a redução das vazões defluentes mínimas das UHEs Porto Primavera e Jupiá, medida que contribuirá para o aumento do armazenamento equivalente das usinas da bacia do rio Grande.

3. MONITORAMENTO DA EXPANSÃO E HOMOLOGAÇÃO DAS “DATAS DE TENDÊNCIA” DA OPERAÇÃO COMERCIAL DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

3.1. A Secretaria de Energia Elétrica – SEE/MME informou que, em fevereiro, a expansão verificada foi de 130 MW de capacidade instalada de geração de energia elétrica, 74,3 km de linhas de transmissão e 800 MVA de capacidade de transformação.

3.2. Assim, em 2021¹, a expansão totalizou 272 MW de capacidade instalada de geração, 888 km de linhas de transmissão e 2.008 MVA de capacidade de transformação.

3.3. Como destaque, foi relatada a identificação de atraso na implantação nas usinas termelétricas de Marlim Azul, no estado do Rio Grande do Norte, e Híbrido Forte São Joaquim e Monte Cristo Sucuba, no estado de Roraima, e também dificuldades no licenciamento ambiental de alguns empreendimentos de transmissão, importantes para a ampliação do limite do intercâmbio Nordeste-Sudeste. Para todos esses empreendimentos, serão realizadas reuniões com os concessionários de forma a identificar medidas mitigadoras desses atrasos já sinalizados.

3.4. O Comitê homologou as datas de tendência para operação comercial das usinas, conforme reunião mensal do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, de 18 de fevereiro de 2021, e encaminhadas aos membros do CMSE pelo Ofício-Circular nº 03/2021-CGEG/DMSE/SEE/MME.

3.5. Também homologou as datas de tendência para operação comercial dos empreendimentos de transmissão, conforme reunião mensal do Grupo de Monitoramento da Expansão da Transmissão, realizada em 18 de fevereiro de 2021, e encaminhadas aos membros do CMSE e pelos Ofícios-Circular nº 02/2021/CGET/DMSE/SEE-MME e 03/2021/CGET/DMSE/SEE-MME.

¹ A expansão da geração contemplou empreendimentos que entraram em operação até 25/02/2021. Já a

expansão da transmissão contemplou empreendimentos que entraram em operação até 24/02/2021.

4. MONITORAMENTO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE apresentou a expectativa da liquidação financeira do Mercado de Curto Prazo – MCP referente à contabilização de janeiro de 2021, prevista para ocorrer nos dias 9 e 10 de março de 2021.

4.2. Foi contabilizado um total de R\$ 9,465 bilhões, sendo R\$ 3,025 bilhões correspondentes ao valor da contabilização do MCP do próprio mês de janeiro de 2021 e ao montante não pago no mês anterior. Como resultado da liquidação, estima-se que serão recolhidos cerca de R\$ 3,014 bilhões, montante a ser repassado aos agentes credores.

4.3. Além disso, a CCEE destacou os custos relacionados ao despacho térmico fora da ordem de mérito por garantia energética e importação de energia verificados no último mês, decorrentes das medidas adicionais deliberadas pelo CMSE. Os custos totais relacionados a essas medidas foi da ordem de R\$ 2,29 bilhões, dentre os quais R\$ 1,62 bilhões relativos ao pagamento de Encargos de Serviços do Sistema – ESS. Já para o mês de fevereiro de 2021, é estimado um custo total de R\$ 1,05 bilhão, sendo R\$ 841 milhões de ESS.

4.4. Por fim, a CCEE apresentou dados sobre o cálculo final para repactuação do risco hidrológico, tendo destacado que foram enquadradas na regulamentação um total de 493 usinas com uma extensão média de outorga de 682 dias. Foi informado também pela CCEE que essa repactuação representa um impacto financeiro presente de R\$ 15,7 bilhões e futuro de R\$ 67,3 bilhões.

5. DESTAQUES DA REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

5.1. Primeiramente, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL apresentou a evolução da perda de arrecadação no setor de distribuição desde o início da adoção no País das medidas de contenção da pandemia do COVID-19, comportamento impactado pelo aumento da inadimplência e pela queda do consumo de energia elétrica.

5.2. Em seguida, a Agência apresentou a atualização do acompanhamento às capitais com atendimento radial, tendo como foco os seguintes indicadores: desligamento forçado por quantidade total de equipamentos monitorados; recomendações pendentes no Sistema de Gestão de Recomendações – SGR/ONS e equipamentos indisponíveis.

5.3. A ANEEL informou também que está em fase de testes na Agência um sistema para levantamento dos impactos da geração distribuída (GD) nas tarifas de energia elétrica baseado em três vertentes: impacto tarifário, perda da parcela “B” pelas distribuidoras e mercado GD.

5.4. Por fim, foi apresentado o cronograma para regulamentação da Lei nº 14.052/2020 que, dentre outros assuntos, trata da repactuação do risco hidrológico, com a informação das etapas já concluídas e a previsão dos marcos a concluir até a publicação do ato de extensão dos prazos de outorga.

6. ACOMPANHAMENTO DO ÍNDICE DE GRAVIDADE DAS OCORRÊNCIAS COM INTERRUPTÃO NO SUPRIMENTO DE ENERGIA

6.1. O ONS apresentou estatística de perturbações com origem na Rede Básica do SIN entre os anos 2012 e 2020, além de apresentar uma parcial para o ano de 2021 considerando as perturbações até o dia 25 de fevereiro. Considerando-se o mesmo período (janeiro e fevereiro) dos últimos 5 anos (2017 a 2021) constata-se, em 2021, um aumento no número de ocorrências com qualquer corte de carga e uma diminuição das ocorrências de grande porte, ou seja, das ocorrências com corte de carga igual ou acima de 100 MW.

6.2. Na sequência, o ONS fez um relato das principais perturbações ocorridas no Sistema Elétrico Brasileiro no período entre 1º e 28 de fevereiro de 2021. Dentre elas, foram destacadas ocorrências verificadas nos dias 1º de fevereiro, no estado do Alagoas, 3 de fevereiro, em Goiás e Distrito Federal, 12 de fevereiro, no estado de Pernambuco, 16 de fevereiro, no estado do Ceará, e 25 de fevereiro, no estado de Roraima.

7. ATENDIMENTO AO AMAPÁ

7.1. O ONS fez apresentação sobre as condições operativas atuais do sistema elétrico do Amapá, abrangendo a situação dos três transformadores 230/69 kV da Subestação – SE Macapá, a situação das três usinas térmicas contratadas emergencialmente, que operam sob condições específicas e a depender da

necessidade, e também as condições hidrológicas na bacia do rio Araguari.

7.2. Sobre o assunto, foi informado que a operação, na atual configuração, tem ocorrido conforme o esperado, sem o registro de intercorrências relativas aos transformadores disponíveis na subestação Macapá, dois dos quais foram instalados no local de maneira provisória. Além disso, a geração termelétrica adicional, conforme Portaria MME 406/2020, tem sido disponibilizada para a eventual necessidade de atendimento a contingências na transformação da SE Macapá, e contribuindo para o atendimento ao critério de planejamento N-1.

7.3. Em seguida, a empresa Linhas de Macapá Transmissora de Energia – LMTE foi convidada a apresentar o cronograma para implantação dos dois novos transformadores adquiridos para a SE Macapá, bem como do transformador dessa subestação enviado ao fabricante para reparo. A previsão para energização dos dois novos transformadores é outubro e novembro de 2021, já o transformador atualmente em reparo tem previsão para energização em dezembro de 2021. A instalação desses três transformadores visa a recomposição da subestação na sua configuração original, ampliando a capacidade eletroenergética dos atuais 350 MVA para 450 MVA.

7.4. Foram também mencionadas as ações em curso com vistas ao transporte de mais um transformador até a subestação Macapá, a ser disponibilizado como reserva em substituição à geração térmica adicional. Conforme registrado, há o compromisso da empresa para que isso seja realizado até o final de maio de 2021, o que contribuirá para a manutenção da devida segurança e continuidade do fornecimento de energia elétrica ao Amapá.

8. ASSUNTOS GERAIS

8.1. Análise de sensibilidade para cálculo da TUST

8.2. A Empresa de Pesquisa Energética – EPE apresentou reflexões sobre o atual mecanismo de sinalização locacional presente na Tarifa de Uso da Transmissão – TUST e suas atuais limitações na captura dos custos associados aos reforços sistêmicos necessários para viabilizar a integração e o escoamento da energia nas diferentes regiões do País.

8.3. Nesse sentido, a avaliação apresentada evidenciou a necessidade de se estudar medidas de aprimoramento do sinal locacional da TUST, cujas condicionantes de cálculo exercem impacto significativo sobre as tarifas do sistema, preço de viabilidade dos projetos e na competitividade de projetos de diferentes fontes energéticas.

8.4. Nada mais havendo a tratar, foram encerrados os trabalhos e determinada a lavratura desta ata que, após aprovada pelos membros, vai assinada por mim, Rodrigo Limp, Secretário-Executivo do CMSE.

LISTA DE PARTICIPANTES

NOME	ÓRGÃO
Paulo César Domingues	MME
Domingos Romeu Andreatta	MME
Marcello Nascimento Cabral	MME
André Pepitone	ANEEL
Rui Altieri	CCEE
Rodrigo Daniel Mendes Fornari	MME
Rodrigo Limp	MME
José Mauro Coelho	MME
Luiz Carlos Ciocchi	ONS
Guilherme Silva de Godoi	MME

André Luis Gonçalves	MME
Alexandre Nunes Zucarato	ONS
Bianca Maria M. de Alencar Braga	MME
Ana Lúcia Alves*	MME
Arthur Santa Rosa*	ONS
Bernardo Aguiar*	EPE
Erik Eduardo Rego*	EPE
Hélio Guerra*	ANEEL
Igor Souza Ribeiro*	MME
João Aloisio Vieira*	MME
Marcelo Meirinho Caetano*	ANP
Marisete Pereira*	MME
Maurício Abi-Chahin*	MME
André Grobério L. Perim*	MME
Talita Porto*	CCEE
Thais Marcia Fernandes*	MME
Thiago Vasconcellos Barral*	EPE
Thiago Ivanoski*	EPE
Christiano Vieira*	ANEEL
Victor Protázio*	MME
Sinval Gama*	ONS

*participantes por videoconferência

Anexo 1:	Nota Informativa - 245ª Reunião do CMSE (01-03-2021) (SEI nº 0484068);
Anexo 2:	Datas de Tendência das Usinas - 245ª Reunião do CMSE (01-03-2021) (SEI nº 0486953);
Anexo 3:	Datas de Tendência da Transmissão - 245ª Reunião do CMSE (01-03-2021) (SEI nº 0486955).



Documento assinado eletronicamente por **Rodrigo Limp Nascimento**, **Secretário de Energia Elétrica**, em 24/03/2021, às 09:52, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?



[acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0](#), informando o código verificador **0486885** e o código CRC **925EECED**.

Referência: Processo nº 48300.000295/2021-07

SEI nº 0486885