



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATA DE REUNIÃO

CMSE - COMITÊ DE MONITORAMENTO DO SETOR ELÉTRICO

ATA DA 251ª REUNIÃO

Data: 4 de agosto de 2021

Horário: 13h30 às 17h

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

Participantes: Lista ao final da ata.

1. ABERTURA

1.1. A 251ª 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. Christiano Vieira da Silva, 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 realizou apresentação sobre as condições de atendimento do SIN, na qual predomina, a exemplo do verificado nos últimos meses, a degradação dos cenários observados e prospecções futuras, com relevante piora, fazendo-se imprescindível a adoção de todas as medidas em andamento e propostas, destacadamente a alocação dos recursos energéticos adicionais, temas relatados a seguir.

2.2. Nesse sentido, informou que os armazenamentos nos reservatórios equivalentes permanecem baixos, com gradual degradação a medida em que se avança no período tipicamente seco. Nesse sentido, foi destacado que o volume do reservatório equivalente do SIN verificado ao final de julho foi de 35,4%, representando decréscimo de 4,2 p.p em comparação com o mês anterior, com destaque para a piora na expectativa de chuvas para a região Sul. Essa situação reflete, dentre outros fatores, as aflúências verificadas nos últimos meses, que se configuraram nos piores montantes para o período de setembro de 2020 a julho de 2021 do SIN, em 91 anos de histórico, havendo expectativa de que esse panorama se mantenha no mês de agosto.

2.3. Assim, sobre a previsão para os próximos dias, não há a perspectiva de volumes significativos de chuva, comportamento característico da estação tipicamente seca, o que implicará na continuidade da degradação do armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas. Como consequência, as estratégias operativas em curso visam à adoção de medidas que garantam a manutenção da governabilidade do Sistema Interligado Nacional, por meio da operação adequada do parque hidrotérmico e acionamento de recursos adicionais, diretriz que deve permanecer.]

2.4. Em termos de Energia Armazenada – EAR, em julho, foram verificados armazenamentos equivalentes de 25,97%, 47,87%, 54,81% e 79,11% nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente, e a previsão para o fim de agosto nesses subsistemas é de 21,4%, 25,6%, 49,0% e 74,1% da EAR_{máx} conforme Programa Mensal da Operação (PMO/ONS) de agosto de 2021.

2.5. A respeito do comportamento da carga, foi informado que, em julho de 2021, a carga do SIN apresentou redução de 2,4% em relação ao mês anterior. Comparada a julho de 2020, entretanto, houve aumento de 2,8%, mostrando que a carga mantém uma trajetória de crescimento, em relação ao ano anterior, impulsionada pela retomada das atividades econômicas no País. Para agosto, a expectativa é de acréscimo de 3,6% em relação a julho.

2.6. Na sequência, foi apresentada avaliação prospectiva do atendimento ao SIN em 2021, tanto sob a ótica energética quanto sob os requisitos de potência, tendo em vista cenários de sensibilidade distintos a depender da adoção de medidas adicionais, contemplando destacadamente a utilização de recursos termelétricos. Além disso, o estudo contemplou alternativas de flexibilização em limites de transmissão, de forma a otimizar a transferência de energia elétrica, observando, no entanto, a devida segurança que se faz necessária no atendimento.

2.7. Conforme resultados apresentados, as ações adicionais que já vem sendo adotadas desde meados de outubro de 2020 têm se mostrado fundamentais frente às atuais condições adversas de atendimento, caracterizadas pela permanência de baixos armazenamentos nos reservatórios das usinas hidrelétricas e valores pouco expressivos de chuvas. Para os cenários futuros, foi registrada a necessidade de viabilização de diversas ações complementares, especialmente daquelas que visam ao acréscimo de recursos energéticos e à adequada operação das cascatas hidráulicas.

2.8. Dessa maneira, para o enfrentamento da desafiadora conjuntura atual, com vistas a preservar os usos da água, mantendo, portanto, a governabilidade das cascatas hidráulicas, e garantir o suprimento de energia elétrica aos consumidores brasileiros, o CMSE definiu as medidas a seguir registradas, que serão encaminhadas à Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética – CREG para apreciação.

2.9. Registra-se que a CREG foi instituída por meio da Medida Provisória 1.055/2021, de forma a fortalecer a governança para o enfrentamento da pior escassez hídrica vivenciada no País, estabelecendo, assim, a articulação necessária entre os órgãos e entidades responsáveis pelas atividades dependentes dos recursos hídricos e dotando de obrigatoriedade as deliberações do CMSE que se fizerem necessárias.

Deliberação (i): Diante das condições de atendimento ao SIN apresentadas pelo ONS e visando garantir a manutenção da governabilidade da cascata hidráulica da bacia do Rio Paraná e o suprimento de energia elétrica no País nos anos de 2021 e 2022, o CMSE deliberou para que o ONS, em conjunto com a Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico – ANA, o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis – IBAMA e agentes concessionários, realize os estudos necessários relativos à permanência de flexibilizações hidráulicas, em montantes a serem avaliados, nas usinas hidrelétricas Jupia e Porto Primavera ao longo do próximo período úmido, compreendendo os meses entre dezembro/2021 e abril/2022. O resultado dos estudos deverá ser concluído até o final de setembro e posteriormente apresentado ao CMSE, para avaliação.

Deliberação (ii): Tendo em vista os estudos apresentados pelo ONS, e complementarmente à deliberação emanada pelo CMSE em sua 250ª reunião (Ordinária) relativa à operação das usinas hidrelétricas Ilha Solteira e Três Irmãos até o limite físico de exploração energética desses reservatórios, o Comitê aprovou as previsões de cotas mínimas a serem adotadas para os reservatórios das UHE Ilha Solteira e Três Irmãos para o final do mês de agosto e para o mês de setembro de 2021, abaixo apresentadas. O ONS deverá divulgar as perspectivas de cotas mínimas de operação de modo a prover previsibilidade aos transportadores, com pelo menos 15 dias de antecedência.

PERÍODO	Cota mínima (m) nas UHE Ilha Solteira e Três Irmãos
Agosto (28 a 31/08/2021)	324,20 m
Setembro (1º a 30/09/2021)	323,00 m

Deliberação (iii): Considerando a perspectiva de permanência das condições desfavoráveis de atendimento ao SIN e a importância de se dispor de recursos energéticos adicionais a fim de assegurar as condições de atendimento eletroenergético, observados os usos múltiplos da água, minimizando a degradação do armazenamento nos reservatórios das usinas hidrelétricas destacadamente nas regiões Sudeste e Sul do País, o CMSE deliberou para que o ONS e a ANA realizem estudos sobre a necessidade de flexibilização temporária da Regra de Operação do Rio São Francisco. O resultado dos estudos deverá ser concluído até o final de agosto e posteriormente apresentado ao CMSE, para avaliação e posterior submissão a CREG.

Deliberação (iv): Considerando a perspectiva de permanência das condições desfavoráveis de atendimento, conforme apresentado pelo ONS, o CMSE deliberou que o ONS em conjunto com a Empresa de Pesquisa Energética – EPE elaborem estudos detalhados sobre as condições de atendimento eletroenergético na transição do período seco para o período úmido em 2021 e para o atendimento durante todo o ano de 2022, e apresentem ao CMSE em no máximo dez dias.

2.10. Adicionalmente, também foi ressaltada a importância da retomada à operação de usinas termelétricas – UTE – atualmente indisponíveis por questões relacionadas a combustíveis, a saber as usinas

Fortaleza, Termo Ceará e Vale do Açu, tema posteriormente registrado nesta ata no item 3.

2.11. Ademais, foi mencionada possibilidade de antecipar a entrada em operação da usina termelétrica GNA I, em comparação à expectativa atual (outubro/2021), o que poderia se dar via operação da usina em ciclo aberto, configuração, portanto, distinta daquela que será utilizada de maneira estrutural.

2.12. Esse ponto foi objeto de sugestão prévia da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, formalizada ao CMSE, tendo o Comitê decidido por emitir deliberação nesse sentido, conforme texto a seguir.

Deliberação (v): Considerando como estratégica a usina termelétrica GNA I para o suprimento energético, nos termos do disposto no Art. 2º da Medida Provisória nº 1.055/2021, a ANEEL deverá providenciar as medidas necessárias para possibilitar a operação dessa usina termelétrica com operação em ciclo aberto. O pagamento dos custos do empreendimento decorrentes dessa operação se dará via encargo para cobertura dos serviços do sistema previsto na Lei 10.848/2004, art. 1º, § 10, em consonância com o disposto na MP 1.055/21, art. 2º, § 3º, até 31 de dezembro de 2021, ficando excluída do rateio da inadimplência do Mercado de Curto Prazo (MCP).

2.13. Outro ponto levantado foi referente à possibilidade de se dispor de maior incentivo aos excedentes de geração provenientes de aproveitamentos com desconto nas tarifas de uso do sistema, de acordo com sugestão apresentada pela ANEEL no Ofício nº 198/2021– DR/ANEEL, o que também foi objeto de deliberação pelo CMSE.

Deliberação (vi): Reconhecer que, até 31 de dezembro de 2021, os aproveitamentos de que trata o § 1º do art. 26 da Lei 9.427/1996 cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja maior que 30.000 kW (trinta mil quilowatts) terão direito ao percentual de redução sobre as tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, limitando-se a aplicação do desconto a 30.000 kW (trinta mil quilowatts) de potência injetada nos sistemas de transmissão e distribuição. Caberá à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE a adoção das medidas necessárias ao atendimento.

2.14. Dadas a importância e abrangência dos itens e, ainda, as competências da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG), instituída pela MP nº 1.055/2021, o CMSE definiu que as deliberações de i a vi acima sejam submetidas para avaliação e decisão pela Câmara.

Deliberação (vii): as deliberações acima (i a vi) deverão ser encaminhadas para avaliação da CREG.

2.15. Dentre outros assuntos e medidas em curso, o ONS apresentou também os resultados obtidos a partir da adoção de critérios menos restritivos na operação, o que ocorreu em caráter de teste desde o dia 29 de julho de 2021 e conforme diretriz acordada em reunião técnica do CMSE realizada em 26 de julho de 2021. Conforme ressaltado, foram de fato verificados ganhos em termos do aproveitamento dos recursos energéticos das regiões Norte e Nordeste, com a maior possibilidade de intercâmbios de energia elétrica entre os subsistemas e consequente alocação da energia advinda de fontes não controláveis (eólicas e solares) na carga.

2.16. Ressalta-se que a operação foi precedida por estudos do ONS, que corroborarão também deliberação do CMSE sobre o tema.

Deliberação (viii): Diante do estudo realizado pelo ONS e dos ganhos no enfrentamento das atuais condições adversas de atendimento, destacadamente com a maior possibilidade de escoamento de energia entre os subsistemas, o CMSE autorizou o ONS a adotar critérios menos restritivos na operação do SIN. Essa operação diferenciada poderá ser utilizada, em caráter excepcional, durante todo o período seco de 2021, com resultados apresentados periodicamente ao CMSE, e deverá ser imediatamente suspensa na ocorrência de eventos que possam comprometer a segurança sistêmica. Ademais, o Comitê referendou a flexibilização já realizada, em caráter de teste, conforme decisão emanada em reunião técnica realizada em 26 de julho de 2021.

2.17. Especificamente em relação ao estudo conjunto entre o ONS e a ANA solicitado na 250ª reunião do CMSE e relativo à estratégia de utilização dos reservatórios das usinas hidrelétricas da bacia do Rio Grande, foi mencionado não haver expectativa de violação, em agosto de 2021, do disposto na Resolução ANA nº 80/2021. Dessa maneira, a situação permanece sendo acompanhada para a eventual necessidade tempestiva de reavaliações sobre o assunto, o que deverá ser informado ao CMSE.

2.18. Destaca-se também que permanece vigente deliberação da 247ª reunião do CMSE, com autorização para que o ONS despache geração termelétrica fora da ordem de mérito e importação de energia elétrica sem substituição a partir da Argentina ou do Uruguai, sem limitação nos montantes e preços associados, desde que respeitadas as restrições operativas, e de forma a minimizar o custo operacional total do sistema elétrico. Apesar dos custos associados, tais medidas têm se mostrado fundamentais para a garantia da segurança e continuidade do suprimento de energia elétrica no País no cenário atual, conforme monitoramento permanente realizado pelo CMSE.

2.19. Adicionalmente, o ONS mencionou o início do recebimento das ofertas de geração de energia elétrica de que tratam as Portarias Normativas do MME nº 5/2021, 13/2021 e 17/2021, sobre usinas termelétricas sem contrato e a oferta adicional de geração termelétrica. Dessa maneira, dá-se efetividade às diretrizes construídas com vistas ao aumento das disponibilidades energéticas do SIN, recursos que serão essenciais ao longo dos anos 2021 e 2022.

2.20. Além dessas ações que visam aumentar a oferta de energia elétrica, foi solicitado à ANEEL a realização de estudos para incentivar os consumidores regulados, de forma voluntária, a reduzir o consumo de energia elétrica, em linha com o programa de resposta voluntária da demanda para grandes consumidores tema da Consulta Pública MME nº 114/2021, com período de contribuições entre 2 e 9 de agosto de 2021.

Deliberação (ix): A ANEEL deverá propor incentivos aos consumidores regulados para redução, de forma voluntária, do consumo de energia elétrica. Os estudos deverão finalizados até o mês de agosto de 2021 para posterior apresentação do tema ao CMSE.

2.21. Assim, considerando as medidas em curso, e também o equilíbrio estrutural da matriz brasileira de energia elétrica em termos de oferta x demanda, o CMSE reiterou a garantia do suprimento de energia elétrica em 2021 aos consumidores brasileiros e registrou o compromisso da manutenção da prestação dos serviços, observando também a devida transparência nas decisões indicadas pelo Colegiado.

3. MEDIDAS PARA O AUMENTO DA OFERTA DE GÁS

3.1. A Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP – relatou as tratativas realizadas pela instituição, alinhadas à demanda do CMSE, para se garantir a disponibilidade de gás natural necessária à plena geração das usinas termelétricas, conforme necessidade atual. O tema foi debatido previamente com as instituições que compõem o colegiado e também apresentado em reuniões técnicas do CMSE de forma a consolidar conjuntamente proposições efetivas sobre o assunto.

3.2. Nesse sentido, foram discutidas importantes ações para a manutenção do suprimento e escoamento de gás natural do Pré-Sal e da Plataforma de Mexilhão, tais como a ampliação da capacidade do Terminal de Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL) da Baía de Guanabara de 20 milhões para 30 milhões de m³/dia.

3.3. Ademais, diante da necessidade, evidenciada por meio de estudos prospectivos realizados pelo ONS sobre o retorno à operação de usinas termelétricas atualmente indisponíveis por questões relacionadas ao suprimento de combustível, contemplando as UTEs Fortaleza, Termo Ceará e Vale do Açu, a ANP avaliou proposta com vistas a viabilizar a operação simultânea dos três terminais de regaseificação da Petrobras no País, de modo a maximizar o suprimento de gás natural e o despacho termelétrico.

3.4. Conforme esclarecido na reunião, as UTEs Fortaleza, Termo Ceará e Vale do Açu são conectadas aos gasodutos oriundos do terminal de regaseificação de Pecém, da empresa Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, terminal, no entanto, atualmente sem alocação de navio regaseificador.

3.5. Além da ANP, a ANEEL formalizou ao CMSE ressaltando a importância da geração das UTEs supracitadas e que seria fundamental a disponibilização de navio regaseificador como medida emergencial, assim como a qualificação das referidas UTEs como estratégicas para o suprimento, para o enfrentamento da atual conjuntura hidroenergética e consequente atendimento da carga do SIN.

3.6. Dessa maneira, após interações entre Petrobras, ANP e ANEEL sobre o assunto, e tendo em vista a importância da medida sob a ótica nacional para a devida garantia do suprimento de energia elétrica aos consumidores brasileiros, o CMSE registrou deliberação com vistas a garantir a disponibilização de gás natural para geração termelétrica a partir da utilização da capacidade existente dos terminais de regaseificação e não plenamente utilizada atualmente.

Deliberação (x): O CMSE reconhece a necessidade de a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras – providenciar, até 30 de setembro de 2021, a efetiva operação de seus três terminais de regaseificação por meio da promoção do acesso imediato e simplificado de terceiros ao Terminal de Regaseificação de Pecém ao primeiro agente que comprovar expertise técnica e der início à operação em menor prazo, sem prejuízo de poder antecipar o término e efetiva operacionalização do processo de arrendamento do Terminal de Regaseificação da Baía de Todos os Santos, no Estado da Bahia, e concomitante deslocamento do navio FSRU desse terminal para o Terminal de Regaseificação de Pecém, no Estado do Ceará.

3.7. Adicionalmente, ainda em relação ao suprimento de combustível para a geração termelétrica, foram definidas outras deliberações, tendo por base sugestões enviadas previamente pela ANEEL formalizadas ao CMSE e conforme redação a seguir apresentada.

Deliberação (xi): Considerando como estratégicas as usinas termelétricas Fortaleza, Termo Ceará e Vale do

Açu para o suprimento energético, nos termos no disposto no Art. 2º da Medida Provisória nº 1.055/2021, o CMSE reconhece a necessidade, no presente momento, para permitir ao ONS alocar a geração das usinas indicadas no atendimento da carga do SIN, do pagamento de eventual incremento do custo variável desses empreendimentos via encargo para cobertura dos serviços do sistema previsto na Lei 10.848/2004, art. 1º, § 10, em consonância com a disposto MP 1.055/21, art. 2º, § 3º, ficando excluída do rateio da inadimplência do Mercado de Curto Prazo (MCP).

3.8. No caso das usinas termelétricas movidas a óleo diesel vinculadas a contratos de comercialização no ambiente regulado para o suprimento energético do SIN, a ANEEL recomendou que se reconheça a condição estratégica dessas usinas no momento atual e, ainda, estabelecimento de medida que possibilite à Agência adotar ações para recomposição do custo variável de operação dessas centrais termelétricas com base em parâmetros regulatórios de eficiência e preços de mercado para o combustível.

3.9. No caso da UTE Termoceará, até à efetiva operação do terceiro navio regaseificador no Terminal de Pecém, a ANEEL sugeriu avaliar a possibilidade de disponibilização, pela Petrobras, da operação da UTE utilizando óleo diesel e estabelecimento de medida que possibilite à Agência viabilizar as alterações regulatórias necessárias para essa modalidade de operação, considerando, na análise do custo variável de operação, parâmetros regulatórios de eficiência e preços de mercado para o combustível.

3.10. A partir dessas sugestões, o CMSE definiu as deliberações descritas a seguir.

Deliberação (xii): Considerando como estratégicas as usinas termelétricas movidas a óleo diesel vinculadas com contratos de comercialização no ambiente regulado para o suprimento energético do SIN, nos termos do disposto do art. 2º da Medida Provisória nº 1.055/2021, a ANEEL, ouvida a ANP sobre a avaliação dos preços de mercado para o combustível, deverá providenciar as medidas para recomposição de custos variáveis de operação das usinas termelétricas de que trata esta deliberação, com base em parâmetros regulatórios de eficiência e preços de mercado para o combustível.

Deliberação (xiii): Considerando como estratégica a usina termelétrica Termoceará para o suprimento energético, nos termos do disposto no Art. 2º da Medida Provisória nº 1.055/2021, bem como seus contratos de comercialização vigentes atualmente, a Petrobras deverá disponibilizar a referida usina para operação a óleo diesel até a efetiva operação do Terminal de Regaseificação de Pecém; e delimitar o incremento do custo variável decorrente da operação aqui definida, cabendo o correspondente pagamento via encargo para cobertura dos serviços do sistema previsto na Lei 10.848/2004, art. 1º, § 10, em consonância com a disposto MP 1.055/21, art. 2º, § 3º.

Deliberação (xiv): Considerando como estratégica a usina termelétrica Termoceará para o suprimento energético, nos termos do disposto no Art. 2º da Medida Provisória nº 1.055/2021, bem como seus contratos de comercialização vigentes atualmente, a ANEEL, ouvida a ANP sobre a avaliação dos preços de mercado para o combustível, providenciará medidas para possibilitar a operação da aludida usina com óleo diesel, considerando na análise de custos variáveis de operação parâmetros regulatórios de eficiência e preços de mercado para o combustível, ficando excluída do rateio da inadimplência do Mercado de Curto Prazo (MCP).

3.11. Assim, alinhadas à demanda do CMSE para se garantir a disponibilidade de gás natural necessária à plena geração das usinas termelétricas, foi definida a deliberação a seguir apresentada.

Deliberação (xv): Reconhecer como prioritária e estratégica a disponibilização de gás natural, destinada à geração termelétrica do SIN até 30 de novembro de 2021. Ademais, reconhecer a necessidade das empresas fornecedoras de gás natural para as termelétricas Araucária, William Arjona, Cuiabá e Santa Cruz que envidem todos os esforços para ampliar a oferta de gás natural, mediante a substituição, onde possível, por combustíveis alternativos, ou ajustes de processos, a fim de aumentar a geração termelétrica em atendimento à demanda do SIN.

3.12. Da mesma forma, o CMSE acordou que as deliberações de x a xv acima sejam submetidas para avaliação e decisão pela Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergetica.

Deliberação (xvi): as deliberações acima (x a xv) deverão ser encaminhadas para avaliação da CREG.

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

4.1. A Secretaria de Energia Elétrica – SEE/MME informou que, em julho de 2021, a expansão verificada foi de aproximadamente 477 MW de capacidade instalada de geração centralizada de energia elétrica e 446 km de linhas de transmissão.

4.2. Dentre os destaques apresentados, foi relatada a disponibilização à operação da UTE William Arjona, com 177 MW de capacidade instalada, usina que já tem gerado e contribuído para o suprimento de

energético no País.

4.3. Já em relação à usina termelétrica GNA I (1.338 MW), localizada no Rio de Janeiro, foi mencionada a continuidade da realização de testes complementares para avaliação do desempenho das máquinas, bem como a possibilidade já registrada anteriormente nesta Ata relativa à operação da usina em ciclo aberto.

4.4. Foram também relatadas dificuldades relativas ao suprimento de carvão mineral para a geração da UTE Porto do Itaqui (360 MW), em função do aumento do tempo de espera no Porto do Itaqui para a descarga do combustível. Sobre o assunto, foi mencionado que a SEE/MME está conduzindo tratativas com a Empresa Maranhense de Administração Portuária – EMAP, com a solicitação de esforços no sentido de eliminar quaisquer riscos de desabastecimento da usina.

4.5. No tocante às demais ações conduzidas com vistas ao aumento das disponibilidades energéticas, especialmente na conjuntura atual, foi relatada a continuidade das tratativas que têm sido realizadas com agentes termelétricos, de forma a viabilizar maiores montantes disponíveis, a menores custos, conforme possibilidade atualmente dispostas nas Portarias Normativas do MME nº 5/2021, 13/2021 e 17/2021, sobre usinas termelétricas sem contrato e oferta adicional de geração termelétrica.

4.6. Em relação à transmissão, foi mencionada, dentre outras, a disponibilização, desde 21 de julho de 2021, do transformador adicional na SE Macapá como reserva morna, como etapa final das ações mitigadoras adotadas no Amapá até a plena recomposição da configuração original da subestação Macapá, impactada de maneira relevante após perturbação ocorrida em 3 de novembro de 2020.

4.7. Além disso, foram relatados os atuais esforços com vista à entrada em operação de relevantes empreendimentos de transmissão, incluindo aqueles que contribuirão para a ampliação do intercâmbio de energia elétrica entre os subsistemas do SIN, destacadamente entre o Nordeste e o Sudeste.

4.8. Por fim, foi registrado que as ações realizadas para entrada em operação de novos empreendimentos importantes de geração e transmissão têm apresentado bons resultados. Este ano, já foram inseridos 2.305 MW de capacidade instalada de geração centralizada, capaz de atender até 5 milhões de residências, além de 1.898 MW de geração distribuída, que beneficiam 200 mil unidades consumidoras, expandindo recursos de geração por todo o país. Em relação às linhas de transmissão e subestações, já foram incorporados 4.018 km de linhas e 13.561 MVA de capacidade de transformação, que contribuem para a ampliação da segurança da operação do SIN.

4.9. O Comitê homologou as datas de tendência para operação comercial das usinas, conforme reunião mensal do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, de 22 de julho de 2021, e encaminhadas aos membros do CMSE pelo Ofício-Circular nº 12/2021-CGEG/DMSE/SEE/MME.

4.10. 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 21 de julho de 2021, e encaminhadas aos membros do CMSE e pelo Ofício-Circular nº 10/2021/CGET/DMSE/SEE-MME.

5. MONITORAMENTO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

5.1. A CCEE apresentou a expectativa da liquidação financeira do Mercado de Curto Prazo – MCP referente à contabilização de junho de 2021, prevista para ocorrer nos dias 5 e 6 de agosto de 2021.

5.2. Foi contabilizado um total de R\$ 5,994 bilhões, sendo R\$ 1,656 bilhão correspondente ao valor da contabilização do MCP do próprio mês de junho de 2021 e ao montante não pago no mês anterior. Como resultado da liquidação, estima-se que praticamente todo o montante relativo à contabilização será recolhido, com valor não pago correspondente a R\$ 5,22 milhões (0,1%).

5.3. Adicionalmente, a CCEE apresentou prospecção relacionada aos encargos a serem pagos pelos consumidores brasileiros em decorrência da geração adicional advinda das medidas em curso. Diante das premissas consideradas, alinhadas aos estudos do ONS, estima-se pagamento total de R\$ 11,4 bilhões entre janeiro e novembro de 2021, com parcela majoritária relacionada ao Encargo de Serviços do Sistema – ESS, no total de R\$ 10,5 bilhões.

5.4. Por fim, dentre outros assuntos, foram realizadas ponderações sobre os impactos do cenário hídrico na comercialização de energia, bem como relativas ao balanço energético das distribuidoras entre os anos 2021 e 2027.

6. DESTAQUES DA REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

6.1. 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. Conforme mencionado, tendo em vista a proximidade do término da vigência da Resolução Normativa – REN ANEEL nº 928/2021, alterada pela REN nº 936/2021, e que veda a suspensão de fornecimento por inadimplemento para consumidores residenciais baixa renda, a expectativa é de redução nos próximos meses da inadimplência verificada.

6.2. Na sequência, dentre outros assuntos, foram realizadas ponderações sobre a bandeira tarifária para o mês de agosto, que permanece no patamar mais alto, correspondente ao vermelho 2 (R\$ 9,49 para cada 100 kWh).

6.3. Ademais, foi noticiada a abertura da Consulta Pública CP nº 046/2021, para colher subsídios para o aprimoramento da regulação que trata o Mecanismo de Venda de Excedentes – MVE, de que trata a Lei nº 13.360/2016.

6.4. Por fim, foi mencionada a expectativa de veiculação, ainda em agosto de 2021, da campanha de conscientização do uso eficiente da energia elétrica a ser realizada no País pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica.

7. PLANO DE SUBSTITUIÇÃO DO PARQUE GERADOR DO SISTEMA ELÉTRICO DE RORAIMA

7.1. O ONS realizou apresentação sobre o suprimento de energia elétrica a Roraima no contexto da implantação em curso dos empreendimentos vencedores do Leilão de Geração nº 01/2019-ANEEL, que resultou na contratação de cerca de 270 MW de potência para atendimento à localidade.

7.2. Sobre o assunto, foi mencionado estudo que apontou a margem de folga de geração (MW) para atendimento à demanda máxima de Roraima de 2022 até 2025 considerando apenas a entrada de todo parque gerador novo, e que respaldou a proposta de marcos para a desativação das usinas atuais do sistema Roraima.

7.3. Dentre as conclusões apontadas, destaca-se a necessidade de manutenção da UTE Monte Cristo, em Boa Vista, até a definição de uma solução complementar para garantir uma reserva de potência sistêmica adequada ao Sistema Roraima, de modo que seja possível gerenciar intervenções e indisponibilidades de fontes de geração sem comprometer o atendimento à carga.

7.4. Além disso, foram mencionadas outras questões afetas ao atendimento da localidade, temas que serão oportunamente apresentados com maior detalhamento ao CMSE.

7.5. Dessa maneira, diante do exposto, o CMSE aprovou o Plano de Substituição do Parque Gerador do Sistema Elétrico de Roraima. Conforme registrado pelo ONS e corroborado pelo Comitê, esse Plano ainda poderá ser atualizado ou modificado em função de alterações nos cronogramas de entrada em operação dos empreendimentos de geração.

Deliberação: O CMSE aprovou o Plano de Substituição do Parque Gerador do Sistema Elétrico de Roraima, seguindo os marcos necessários para a desativação das usinas atuais em função da entrada em operação das usinas vencedoras do Leilão nº 01/2019-ANEEL e mantendo parte do parque gerador atual, conforme apresentado na Nota técnica ONS DPL-REL - 0121/2021 (Revisão 1). Dessa maneira, serão preservadas as devidas condições de segurança para atendimento à demanda máxima do Sistema Roraima com confiabilidade ‘N-1’ para unidades de geração da UTE Jaguatirica II e ‘N-1’ para a LT de 230 kV Jaguatirica – Boa Vista a partir da entrada em operação da UTE Jaguatirica II, até a entrada em operação de outro recurso que garanta reserva de potência sistêmica adequada ao Sistema Roraima ou sua interligação ao SIN.

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

8.1. O ONS realizou relato das principais perturbações ocorridas no Sistema Elétrico Brasileiro no período entre 1º e 31 de julho de 2021. Dentre elas, foram destacadas duas ocorrências verificadas no dia 14 de julho e que resultaram em blecaute em Roraima.

8.2. Conforme mencionado, posteriormente aos eventos, o agente de distribuição realizou correção em equipamentos e ajustes de proteção. Ademais, o ONS e os agentes envolvidos irão elaborar o respectivo Relatório de Análise de Perturbação – RAP.

9. ASSUNTOS GERAIS

9.1. Programa de Expansão da Transmissão e Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP) – Ciclo 2021

9.1.1. A EPE realizou apresentação sobre o Programa de Expansão da Transmissão – PET e o Plano de Expansão de Longo Prazo – PELP, para o ciclo 2021, documento que contempla as obras de transmissão do SIN recomendadas nos estudos de planejamento coordenados pela EPE, sob diretrizes do MME, e que ainda não tenham sido autorizadas ou licitadas.

9.1.2. Em resumo, foram destacados os investimentos totais relacionados aos empreendimentos, correspondendo a R\$ 47 bilhões, sendo 81% relacionados a empreendimentos a serem leiloados e 19% empreendimentos autorizados. Além disso, em termos de distribuição dos investimentos, 42% referem-se ao Sudeste/Centro-Oeste, 31% ao Sul, 21% ao Norte e 6% ao Nordeste.

9.1.3. Por fim, foi mencionada a expectativa de investimentos da ordem de R\$ 15 bilhões em leilões a serem realizados entre os anos 2021 e 2023 e de R\$ 23 bilhões a partir de 2023 em diante, conforme horizonte do estudo.

9.1.4. Nada mais havendo a tratar, foram encerrados os trabalhos e determinada a lavratura desta ata que, após aprovada pelos membros, vai assinada por mim, Christiano Vieira da Silva, Secretário-Executivo do CMSE.

LISTA DE PARTICIPANTES

NOME	ÓRGÃO
Talita Porto	CCEE
Rui Altieri	CCEE
Hélio Neves Guerra	ANEEL
Giácomo Almeida	ANEEL
Gentil Nogueira de Sá Júnior	ANEEL
Agnes M. da Costa Aragão	MME
Elisa Bastos	ANEEL
Igor Walter	ANEEL
Christiano Vieira da Silva	MME
Heloisa Borges Esteves	EPE
Thiago Barral	EPE
José Mauro Coelho	MME
Domingos Romeu Andreatta	MME
Luiz Carlos Ciochi	ONS
Sinval Zaidan Gama	ONS
Alexandre Nunes Zucarato	ONS
Guilherme Silva de Godoi	MME
Rodrigo Daniel Mendes Fornari	MME
André Luis G. Oliveira	MME
Ana Lúcia Alves	MME

Ceicilene Martins	MME
Fernando Colli Munhoz	ANEEL
Thais Marcia Fernandes	MME
Roberto Klein	MME
Saulo R. de Vargas	MME
Vitor Saback	ANA
Igor Ribeiro	MME
Bianca Maria M. de Alencar Braga	MME
Marcello Cabral	MME
Marisete Pereira	MME
Ana Lúcia Alves*	MME
André Perim*	MME
Aldo B. Cores Júnior*	MME
Alessandro Cantarino*	ANEEL
Bernardo Aguiar*	EPE
Marcelo Meirinho Caetano*	ANP
Caio Leocádio*	EPE
Camilla Fernandes*	MME
Candice Costa*	MME
Christiany Faria*	MME
Luiz Gustavo Cugler*	ANEEL
Erik Rego*	EPE
Eucimar Augustinhak*	MME
Fabiana Cepeda*	MME
Felipe Calabria*	ANEEL
Frederico de Araújo Teles*	MME
Giovani Machado*	EPE
Hélio Bisaggio	ANP
João Aloisio Vieira*	MME
Joaquim Gondim*	ANA
José Cesário Cecchi*	ANP
José Roberto Bueno Junior*	MME
Marcos Bressane*	EPE
Marcos Farinha*	EPE
Oscar Cordeiro Netto	ANA
Paula Coutinho*	EPE
Paulo César Domingues*	MME
Renata Carvalho*	EPE

Renato Haddad*	EPE
Thiago Ivanoski*	EPE
Thiago Magalhães*	
Thiago Rocha Dourado Martins*	EPE
Victor Protázio*	MME

*participantes por videoconferência

Anexo 1:	Nota Informativa - 251ª Reunião do CMSE (04-08-2021) (SEI nº 0533029);
Anexo 2:	Datas de Tendência das Usinas - 251ª Reunião do CMSE (04-08-2021) (SEI nº 0537974);
Anexo 3:	Datas de Tendência da Transmissão - 251ª Reunião do CMSE (04-08-2021) (SEI nº 0537978).



Documento assinado eletronicamente por **Christiano Vieira da Silva**, **Secretário de Energia Elétrica**, em 25/08/2021, às 19:45, 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://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0537917** e o código CRC **4A015E1B**.

Referência: Processo nº 48300.001053/2021-22

SEI nº 0537917