



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATA DE REUNIÃO

CMSE - COMITÊ DE MONITORAMENTO DO SETOR ELÉTRICO

ATA DA 193ª REUNIÃO

Data: 6 de dezembro de 2017

Horário: 14h30

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

Participantes: Lista ao final da ata.

1. ABERTURA

1.1. A 193ª Reunião (Ordinária) do CMSE foi aberta pelo Secretário-Executivo do Ministério de Minas e Energia, Paulo Pedrosa, que agradeceu a presença de todos e informou que o Ministro de Minas e Energia chegaria no decorrer da reunião.

1.2. Submeteu à apreciação as Atas das reuniões 191ª e 192ª (Extraordinárias) do CMSE, sendo aprovadas por unanimidade. Na sequência, foram realizadas as apresentações descritas a seguir.

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

2.1. Inicialmente, o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS destacou que, no mês de novembro, as precipitações apresentaram grande variabilidade espacial, com registros de volumes próximos, em geral, às médias climatológicas de cada bacia. As bacias dos rios São Francisco, Grande, Tietê e Uruguai apresentaram anomalias negativas.

2.2. No início do mês de dezembro, as chuvas vêm se concentrando mais significativamente nas bacias dos rios São Francisco, Tocantins e Grande, com expectativa de maiores volumes nos próximos dias nestas duas primeiras.

2.3. Em termos de Energia Natural Afluente – ENA, as bacias dos rios Grande, Paranaíba, São Francisco e Tocantins, que juntos concentram cerca de 80% da capacidade de armazenamento do Sistema Interligado Nacional - SIN, se configuraram como o 4º pior, 2º pior, pior e 3º pior valor do histórico no período de janeiro a novembro. Nos primeiros dias de dezembro, vem se configurando o 28º pior, 42º pior, pior e 3º pior valor no período, respectivamente. Apesar das chuvas verificadas, os reservatórios das usinas de cabeceira ainda permanecem com níveis de armazenamento muito baixos.

2.4. O ONS apresentou também que, em termos de Energia Natural Afluente – ENA bruta, foram verificados no mês de novembro de 2017 os valores de 103% no Sudeste/Centro-Oeste, 127% no Sul, 24% no Nordeste e 58% no Norte, referenciados às respectivas médias de longo termo – MLT. A Energia Armazenada – EAR verificada ao final do mês de novembro de 2017 foi de 18,7%, 60%, 5,5% e 16,1% nos reservatórios equivalentes dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente, referenciados às respectivas EAR máximas. Os valores esperados de armazenamentos equivalentes ao final do mês de dezembro são: 24,3% no Sudeste/Centro-Oeste, 60,1% no Sul, 13,9% no Nordeste e 12,0% no Norte.

2.5. O ONS informou que, com base na última reunião do Grupo de Trabalho MCTIC/MME

sobre Previsão Meteorológica Estendida, a distribuição de temperatura superficial do oceano Pacífico Equatorial já permite classificar a situação atual como "La Niña". Os modelos numéricos e estatísticos indicam, na sua maioria, a continuidade desse fenômeno durante os primeiros meses do próximo verão, com intensidade de fraca a moderada.

2.6. Nos próximos sete dias, a chuva se concentrará mais em uma faixa que abrange desde o norte de MG e sul da BA até a Região Norte, com maiores volumes, próximos ou ligeiramente superiores à média histórica, nas bacias dos rios São Francisco e Tocantins. Também se esperam precipitações expressivas nas bacias dos rios Madeira, Xingu, Paranaíba, Grande e Doce. A temperatura máxima nos principais centros urbanos da Região Sudeste permanecerá próxima dos valores médios.

2.7. Para a segunda semana, o cenário mais provável é o de chuvas variando entre normais e inferiores ao normal, embora sem descartar a possibilidade de chuvas mais abundantes nas bacias dos rios São Francisco e Tocantins. Na porção centro sul a previsão é de chuvas inferiores à média da época.

2.8. A combinação das temperaturas dos oceanos Pacífico e Atlântico determinam maior probabilidade do total de chuva dos próximos três meses ocorrer abaixo da faixa normal climatológica, em uma ampla área que inclui parte das Regiões Norte, Nordeste, Sudeste e Centro-Oeste.

2.9. O ONS informou que permanece a política operativa hidráulica de defluências mínimas na cascata do rio São Francisco, com vistas à preservação dos estoques armazenados. Como resultado das ações desenvolvidas no âmbito do Grupo de Acompanhamento da Operação dos Reservatórios do Rio São Francisco, coordenado pela ANA, será possível manter todas as usinas hidrelétricas - UHEs acima de seus armazenamentos mínimos operacionais no ano de 2017. A expectativa de armazenamento ao final do mês de dezembro é de 18,9% na UHE Três Marias e de 10,6% na UHE Sobradinho.

2.10. O ONS também informou que foi aprovada, pela ANA, Resolução que trata das novas regras de operação hidráulica das usinas do rio São Francisco, devendo ser aplicadas a partir do retorno à situação de normalidade e após comunicado desta Agência.

2.11. O risco de qualquer déficit de energia em 2017 é igual a 0,0% para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste considerando a configuração do sistema do PMO de dezembro de 2017. Já para o ano 2018, estes riscos são de 0,6% e 0,0%, para estes subsistemas, respectivamente. Estes resultados são obtidos nas simulações do modelo Newave utilizando séries sintéticas, com tendência hidrológica, térmicas por mérito e um patamar de déficit. Para séries históricas, o valor do risco de qualquer déficit é igual a 0,0%, para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, para os anos 2017 e 2018.

2.12. O CMSE destacou que está garantido o suprimento eletroenergético do SIN, despachando o parque térmico conforme ordem de mérito de custo, e que permanecerá acompanhando atentamente a evolução das condições de atendimento ao longo da estação chuvosa 2017/2018, que está se iniciando.

2.13. Conforme deliberado na 169ª reunião do CMSE, realizada em 1º de junho de 2017, de forma a preservar os estoques das UHEs Tucuruí e Sobradinho e operar as interligações com critérios de segurança adequados, poderão ser despachadas usinas térmicas por garantia de suprimento energético nos subsistemas Nordeste e Norte.

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 iniciou a apresentação com os destaques do monitoramento dos empreendimentos de geração relativos ao período desde a última reunião do CMSE. Informou que o enchimento do reservatório da UHE São Manoel (700 MW) está com 95 % de realização e que a primeira unidade geradora da usina foi liberada para operação em testes em 10/11/2017, conforme Despacho ANEEL nº 3.780, de 09/11/2017.

3.2. Em relação à UHE Colíder (300 MW), relatou que o enchimento do reservatório continua em andamento e a previsão é que se atinja o nível operacional em janeiro de 2018. As datas de tendência

para entrada em operação das unidades geradoras UG2 e UG3 desta usina foram postergadas devido ao atraso no fornecimento e montagem de equipamentos, com previsão de início de operação em 10 de setembro de 2018 e 10 de novembro de 2018, respectivamente.

3.3. Destacou ainda que a usina térmica - UTE Novo Tempo teve sua localização alterada, por meio do Despacho ANEEL nº 3.949, de 23/11/2017, para o estado do Rio de Janeiro e se conectará na Subestação – SE 345 kV Campos. Complementarmente, sua potência foi alterada para 1.298,96 MW pelo referido Despacho.

3.4. Ressaltou que o sistema elétrico brasileiro totalizou expansão de 6.215 MW de capacidade instalada de geração até 30 de novembro de 2017, ultrapassando em 4% a previsão inicial para o ano 2017 (5.971,5 MW).

3.5. Em relação aos empreendimentos de transmissão, foi destacado que entrou em operação desde a última reunião do CMSE somente 100 MVA de nova capacidade de transformação. Entretanto, existem quatro empreendimentos concluídos, aguardando liberação ambiental ou regulatória, incluindo a linha de transmissão - LT 800 kV Xingu – Estreito, da Belo Monte Transmissora - BMTE. A LT 500 kV Quixadá - Açú III (Esperanza), a LT 500 kV Luziânia - Brasília Leste C1/C2 (VSB) e a LT 230 KV Morro do Chapéu / Irecê (CHESF) dependem de Licença de Operação, e a LT 230 kV Gilbués / Bom Jesus / Eliseu Martins (São Pedro), empreendimento importante para solucionar déficit de atendimento ao sul do Piauí, depende de orientação da ANEEL ao ONS para emissão do Termo de Liberação para Teste - TLT.

3.6. Até 30 de novembro de 2017 entraram em operação 1.881 km de linhas de transmissão da Rede Básica e conexões de usinas (54% do previsto para 2017), e mais 10.834 MVA de transformação (70% do previsto para o ano). Ainda está prevista a entrada em operação da LT CC 800 kV Xingu Estreito, da BMTE, e outros empreendimentos com obras já concluídas, fazendo com que a expansão realizada em 2017 ultrapasse o valor previsto no início do ano.

3.7. A SEE/MME informou aos membros do CMSE a sentença proferida pela 1ª Região do Tribunal Regional Federal, região do Amazonas, em relação à ação que envolve o licenciamento da LT 500 kV Manaus – Boa Vista, para a qual foi declarada a nulidade da Licença Prévia - LP nº 522/2015, emitida pelo IBAMA em 09/12/2015, e determinou ainda que realizem o procedimento de Consulta Prévia ao povo indígena Waimiri Atroari, nos moldes da Convenção nº 169/OIT.

3.8. Com relação aos principais resultados da 11ª Reunião Mensal de Monitoramento da Expansão da Transmissão, realizada em 21/11/2017, o principal destaque foi a antecipação de alguns empreendimentos do Lote 31 do Leilão 05/2017, da Equatorial Transmissora. A LT 230 kV Xingu/Altamira C1 foi antecipada para dezembro/2018, o Compensador Síncrono da SE Rurópolis foi antecipado para maio/2019 e a LT 230 kV Altamira/Transamazônica C2 foi antecipada para dezembro/2019.

3.9. Em seguida, o Comitê homologou as datas de tendência para operação comercial das usinas, conforme reunião mensal do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração realizada em 16 de novembro de 2017, e encaminhadas aos membros do CMSE pelo Ofício-Circular nº 14/2017 /CGEG/DMSE/SEE-MME, em 20 de novembro de 2017, para subsidiar o PMO de dezembro de 2017.

3.10. O Comitê 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 novembro de 2017, e encaminhadas aos membros do CMSE pelo Ofício Circular nº 13/2017/CGET/DMSE/SEE-MME, em 1º de dezembro de 2017.

4. PROPOSTA DE LEILÃO PARA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA E POTÊNCIA PARA ATENDIMENTO A RORAIMA

4.1. As atividades do Grupo de Trabalho – GT sobre as condições de atendimento a Roraima foram apresentadas pela SEE/MME, coordenadora do grupo. Em relação ao atendimento em 2018, o GT informou que a demanda verificada até o mês de novembro de 2017 foi cerca de 9% inferior ao previsto

para o ano de 2017. Desse modo, tendo em vista a previsão de crescimento de 8% da demanda de 2017 para 2018, associado à previsão de implantação de novos projetos de geração e de eficiência energética pela distribuidora, o GT identificou que o atual parque térmico instalado é suficiente para atender à demanda de 2018, considerando o pior cenário, de interrupção do fornecimento de energia pela Venezuela.

4.2. Com isso, o CMSE deliberou pela não contratação do montante de 17,4 MW de geração térmica adicional para atendimento a Boa Vista/RR, que estavam previstos na Portaria MME nº 276/2016, de 29 de junho de 2016, e seriam instalados em 2018, e recomendou o acompanhamento constante da evolução da demanda da região.

Deliberação: O CMSE recomenda a não contratação do montante de 17,4 MW de geração térmica adicional para atendimento a Boa Vista/RR, que estavam previstos na Portaria MME nº 276/2016 e seriam instalados no ano de 2018. Deverá ser mantido o acompanhamento constante da evolução da demanda da região.

4.3. Em continuidade aos resultados do GT, foi apresentada pela SEE/MME a conclusão de que a utilização de sistemas de armazenamento tem viabilidade técnica para evitar blecautes na abertura da interligação com a Venezuela. Foi identificado que o sistema de armazenamento também pode trazer benefícios adicionais, tais como redução de geração contratada para atendimento à demanda, no caso de não haver suprimento por meio da Venezuela, e compensar a redução da geração devido a intermitência de fontes de geração eólica e solar, por exemplo.

4.4. Nesse sentido, foi recomendada a contratação do sistema de armazenamento de 70 MW, com capacidade de energia de 35 MWh, para evitar blecautes no sistema Roraima, em caso de abertura da Interligação Brasil – Venezuela. Adicionalmente, deverá ser definida a forma de contratação e, nas etapas de especificação para o leilão e de projeto básico, deverão ser detalhados os requisitos de desempenho dos sistemas de controle e os modos de operação do sistema de armazenamento na rede de Roraima.

Deliberação: O CMSE aprovou a contratação do sistema de armazenamento de 70 MW, com capacidade de energia de 35 MWh, para evitar desligamentos totais das cargas do sistema Roraima, em caso de abertura da Interligação Brasil – Venezuela. Deverão ser detalhadas a forma de contratação e as especificações de modo a agregar também os benefícios de atendimento a parte da demanda, no caso de não haver suprimento por meio da Venezuela, e de compensar as variações de geração em usinas intermitentes.

4.5. Na sequência, a Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE/MME apresentou o andamento dos trabalhos do subgrupo IV do GT, que trata do estudo de alternativas de médio e longo prazo para atendimento ao Estado de Roraima. Foi proposta a realização de leilão de novas fontes de geração com o objetivo de substituir os atuais contratos de geração emergencial, prover autonomia energética da região em relação à Venezuela, garantir a segurança no atendimento a Roraima até a efetiva interligação ao SIN e propiciar a transição do sistema isolado para o sistema interligado. Os produtos, incluindo o sistema de armazenamento, os prazos e as formas de remuneração serão detalhados e apresentados posteriormente ao CMSE.

4.6. Desse modo, o CMSE aprovou a realização de leilão para contratação de novas fontes de geração e de sistemas de armazenamento de energia para atender a região de Roraima, devendo a SPE/MME coordenar as ações de definição dos montantes máximos a serem contratados para cada um dos produtos, das restrições operativas e margens de escoamento, das datas de início de suprimento e os prazos contratuais, além de elaborar as diretrizes para a realização do leilão.

4.7. A previsão é de emissão da Portaria de Diretrizes do Leilão pelo MME em fevereiro de 2018 e de realização do certame em junho de 2018.

Deliberação: O CMSE aprovou a realização de leilão para contratação de novas fontes de geração e de sistemas de armazenamento de energia para atender a região de Roraima, devendo a SPE/MME coordenar as ações de definição dos montantes máximos a serem contratados para cada um dos produtos, das restrições operativas e margens de escoamento, das datas de início de suprimento e os prazos contratuais e elaborar as diretrizes para a realização do leilão até 28 de fevereiro de 2018.

4.8. Adicionalmente, a ANEEL informou que está estudando mecanismos de redução da demanda e do consumo da região por meio de eficiência energética e entre eles, a realização de leilão de projetos de eficiência energética em Roraima. A previsão é de realização do certame também é no 1º semestre de 2018.

5. AVALIAÇÃO DO SUPRIMENTO DE ENERGIA AO SISTEMA MANAUS

5.1. O ONS iniciou sua apresentação lembrando que a rede de distribuição de 69 kV de Manaus opera em dois subsistemas, onde o Subsistema 1 é atendido a partir da SE Mauá 3 (Subsistema Mauá) e o Subsistema 2 é atendido a partir da SE Manaus (Subsistema Manaus). Além disso, existe um subsistema de 138 kV atendido pela SE Jorge Teixeira.

5.2. Apresentou uma atualização das condições de atendimento à região, destacando a necessidade de geração térmica para o ano de 2018 e o horizonte previsto para desativação das usinas térmicas – UTEs alugadas de Flores (80 MW) e Iranduba (25 MW), sob o ponto de vista do atendimento aos critérios da Rede Básica do SIN.

5.3. Destacou que algumas térmicas instaladas na região apresentam disponibilidade inferior à sua capacidade total, como por exemplo a UTE Aparecida, que vem apresentando disponibilidade entre de 110 e 130 MW. Dessa forma, as análises de atendimento consideram possíveis reduções de potência na capacidade total instalada em Manaus.

5.4. Informou que há flexibilidade de conexão da UTE Jaraqui e da carga associada entre os Subsistemas Manaus e Mauá, a depender da oferta de geração disponível em cada Subsistema. Atualmente a conexão em questão (UTE Jaraqui e carga) vem operando no Subsistema Manaus para viabilizar a troca dos transformadores da SE Mauá 3 138/69 kV. Entretanto, após a conclusão dos serviços na SE Mauá 3 e da entrada em operação do 4º banco de transformadores da respectiva SE, prevista para fevereiro de 2018, faz-se necessária a transferência da conexão da UTE Jaraqui para o subsistema Mauá. O dimensionamento de geração térmica calculado pelo ONS considerou estas informações.

5.5. Como conclusões para o atendimento ao ano 2018, o ONS destacou que o critério de perda dupla na Interligação 500 kV Tucuruí – Macapá – Manaus, com corte de carga controlado e evitando blecaute em Manaus, passou a ser atendido em todo o horizonte do estudo, após a entrada em operação da primeira unidade geradora da UTE Mauá 3, em setembro de 2017, com 187,5 MW.

5.6. Em relação às subestações de fronteira, para o Subsistema de Mauá, este atenderá aos critérios “N” na distribuição e “N-1” nos transformadores de fronteira no ano 2018, considerando a disponibilidade de geração térmica atual alocada nesse subsistema. Já para o Subsistema de Manaus, este não atenderá ao critério “N-1” nos transformadores de fronteira, caso haja descontinuidade da operação das UTEs de Flores e Iranduba a partir de 1º de janeiro de 2018. A solução estrutural para resolver esta questão é a entrada em operação do 4º Transformador 230/69 kV – 150 MVA da SE Manaus, previsto para março de 2019.

5.7. A SEE/MME informou que a Portaria MME nº179/2016 autorizou a contratação das UTEs Flores (80 MW) e Iranduba (25 MW) até dezembro de 2017. Tendo em vista o cenário apresentado, foi aprovada pelo Comitê a permanência dessas usinas até a entrada em operação do 4º Transformador 230/69 kV – 150 MVA da SE Manaus, previsto para março de 2019, de modo a manter a confiabilidade e segurança do atendimento a Manaus.

Deliberação: A Eletrobras Amazonas Geração e Transmissão de Energia deverá contratar geração térmica de 80 MW e 25 MW em locais eletricamente equivalentes aos locais atuais das UTEs Flores e Iranduba, respectivamente, para atendimento à região metropolitana de Manaus. O prazo dessa contratação será até a entrada em operação do 4º Transformador 230/69 kV – 150 MVA da SE Manaus. Os custos fixos e variáveis dessa geração, aprovados pela ANEEL, deverão ser cobertos na contabilização da CCEE, via cobrança de Encargo de Serviços do Sistema – ESS por restrição de operação.

5.8. A SEE/MME destacou ainda a importância de se realizar tratativas junto à Eletrobras

Amazonas GT no sentido de buscar a antecipação da entrada em operação do 4º Transformador 230/69 kV – 150 MVA da SE Manaus. Além disso, foi ressaltada a necessidade de que a Eletrobras Distribuição Amazonas execute as obras de distribuição necessárias para que, após a entrada em operação do 4º transformador 230/69 kV - 150 MVA da SE Manaus, as usinas Flores e Iranduba possam ser descontratadas sem que haja problemas de atendimento relacionados com obras de distribuição. Assim, o CMSE decidiu encaminhar o tema conforme a seguir:

Deliberação: A Eletrobras Amazonas Geração e Transmissão deverá buscar antecipar a entrada em operação do 4º Transformador 230/69 kV – 150 MVA da SE Manaus.

Deliberação: A Eletrobras Amazonas Distribuidora deverá realizar as obras de distribuição necessárias para retirada de operação das UTEs Flores e Iranduba até a entrada em operação do 4º Transformador 230/69 kV – 150 MVA da SE Manaus.

Deliberação: O MME deverá buscar viabilizar recursos para que a Eletrobras Amazonas Distribuidora realize as obras de distribuição necessárias para desativação das UTEs Flores e Iranduba.

5.9. Por fim, a SEE/MME ressaltou a importância de se despachar as UTEs Flores e Iranduba no mínimo necessário para atender aos critérios de confiabilidade e segurança do atendimento a Manaus, observando a curva de carga da região e buscando manter o despacho ótimo do sistema, utilizando primeiramente os recursos de menor custo.

Deliberação: O ONS deverá despachar as UTEs Flores (80 MW) e Iranduba (25 MW) no mínimo necessário para atender aos critérios de confiabilidade e de segurança do atendimento a Manaus, observando a curva de carga da região e buscando manter o despacho ótimo do sistema, utilizando primeiramente os recursos de menor custo.

6. MONITORAMENTO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

6.1. A CCEE fez um relato sobre a previsão da liquidação financeira do Mercado de Curto Prazo – MCP referente a outubro de 2017, envolvendo agentes que comercializam energia no Ambiente de Contratação Regulada – ACR e Livre – ACL.

6.2. Primeiramente, foi informado que, em relação ao resultado médio do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, no mês de outubro, o *Generation Scaling Factor* – GSF referente à parcela não repactuada correspondeu a 61,2%, o que, associado ao PLD verificado no período (valor médio de R\$ 533,82 / MWh para o SE/CO) implicou no aumento de aproximadamente R\$ 961 milhões dos débitos referentes à essa parcela.

6.3. Já o GSF repactuado correspondeu a 68,6% no mês, o que implicou em um repasse do risco hidrológico de R\$ 5,12 bilhões aos consumidores do ACR, e tendo sido liquidados até novembro de 2017 um total de R\$ 19,6 milhões referentes ao pagamento de prêmio de risco pelos geradores em função da repactuação.

6.4. Foram apresentados também estudos prospectivos sobre o GSF para 2018 com diversos cenários, os custos médios globais do regime de cotas verificados e estimados para 2017 e os efeitos oriundos da contratação no ACR pelas distribuidoras em 2017.

6.5. Em relação à liquidação financeira de outubro, a ser realizada no dia 11 de dezembro de 2017, foi contabilizado um total de R\$ 9,84 bilhões, sendo R\$ 4,23 bilhões correspondente ao MCP. Desse montante, a expectativa é que haja pagamento de 66%. Sobre os créditos desta liquidação, a previsão é que os agentes não amparados por liminares de preferência no recebimento dos créditos recebam cerca de 9,9% do montante a eles devido.

6.6. Adicionalmente, foi informado que, na liquidação financeira referente a outubro de 2017, haverá o repasse de aproximadamente R\$ 753 milhões de recursos excedentes da Conta de Energia de Reserva – CONER aos agentes com perfis de consumo, sendo R\$ 564 milhões (75%) destinado às distribuidoras.

6.7. A CCEE mencionou ainda que, em outubro de 2017, ocorreu importação de energia proveniente do Uruguai no montante de 337 MW médios, representando cerca de R\$ 153 milhões.

6.8. Por fim, informou que foi publicado o Despacho Aneel nº 3.897/2017, permitindo a empresa Norte Energia (UHE Belo Monte) parcelar a sua dívida oriunda dos efeitos do GSF em até seis liquidações financeiras, a partir do próximo mês.

7. CAMPANHA DE USO CONSCIENTE DE ENERGIA ELÉTRICA

7.1. A ANEEL apresentou a campanha de uso consciente e combate ao desperdício de energia elétrica, que foi desenvolvida em atendimento à deliberação da 185ª reunião do CMSE, realizada em 19 de setembro de 2017, e contou com o apoio institucional da ABRADÉE e recursos do Programa de Eficiência Energética da ANEEL.

7.2. Destacou que o conceito da campanha foi economia em família e que teve ótima repercussão na mídia. Informou que os resultados para o setor elétrico em relação à redução de demanda ainda não foram apurados, mas assim que a Agência consolidar os dados apresentará ao CMSE. Os membros do CMSE destacaram o excelente conteúdo e qualidade da campanha.

8. ATIVIDADES DO COMITÊ DE ACOMPANHAMENTO E AVALIAÇÃO PERMANENTE DO MERCADO

8.1. A SEE/MME apresentou as atividades do Comitê de Acompanhamento e Avaliação Permanente do Mercado. Informou que foi aberta a Consulta Pública MME nº 42/2017, que trata dos impactos da adoção de preço horário no mercado de energia elétrica, com prazo de contribuição entre 20 de novembro e 19 de dezembro de 2017.

8.2. A EPE compartilhou com os demais membros do CMSE os comentários muito positivos que recebeu de alguns agentes do setor em relação ao material técnico que foi disponibilizado na Consulta Pública MME nº 42/2017. Parabenizou a todos os envolvidos na elaboração e concepção da Consulta.

9. ACOMPANHAMENTO DO ÍNDICE DE GRAVIDADE DAS OCORRÊNCIAS COM INTERRUPÇÃO NO SUPRIMENTO DE ENERGIA

9.1. O ONS fez um relato do Boletim de Interrupção de Suprimento de Energia - BISE do período de 2 de novembro a 5 de dezembro de 2017, contemplando cinco ocorrências com interrupção de carga superior a 100 MW e duração acima de 10 minutos.

9.2. Foi apresentada primeiramente a perturbação envolvendo a LT 230 kV Tucuruí – Altamira – Xingu, no dia 02/11/2017 às 15h05, que resultou no corte de cerca de 138 MW de cargas na região do Tramo Oeste, no Pará. A perturbação teve início devido a um curto-circuito bifásico, provocado por queimada, e como consequência ocorreu o desligamento do transformador 500/230 kV 9AT01 da SE Xingu. Na ocasião houve também o desligamento das unidades geradoras - UGs das UHEs Curuá-Una (2 UGs) e Pimental (3 UGs), pela atuação de suas proteções de subfrequência.

9.3. Foi relatada uma segunda perturbação envolvendo a LT 230 kV Tucuruí – Altamira – Xingu, no dia 11/11/2017 às 14h43, que resultou no corte de cerca de 160 MW de cargas na região do Tramo Oeste, no Pará. A perturbação teve início devido a um curto-circuito bifásico, interno à linha, também provocado por queimada. Houve novamente o desligamento de UGs das UHEs Curuá-Una (2 UGs) e Pimental (4 UGs), pela atuação de suas proteções de subfrequência.

10. ACOMPANHAMENTO DO ÍNDICE DE GRAVIDADE DAS OCORRÊNCIAS COM INTERRUPÇÃO NO SUPRIMENTO DE ENERGIA

10.1. A SEE/MME apresentou a proposta de calendário das reuniões ordinárias do CMSE para o

ano 2018, conforme tabela a seguir, sendo aprovado por unanimidade.

MÊS	DIA
Janeiro	04
Fevereiro	07
Março	07
Abril	04
Maiο	09
Junho	06
Julho	04
Agosto	01
Setembro	05
Outubro	03
Novembro	07
Dezembro	05

11. **ASSUNTOS GERAIS**

11.1. O Secretário Executivo do MME, em nome do Ministro Fernando Coelho, agradeceu ao Diretor da ANEEL, Reive Barros dos Santos, pela importante contribuição ao CMSE nesse período em que esteve cumprindo seu mandato como diretor da Agência.

11.2. Adicionalmente, em nome de toda equipe do MME, agradeceu a todos os membros do CMSE pela participação e contribuição dada ao Comitê durante este ano de 2017, e desejou um feliz natal e um ótimo ano novo a todos os presentes na reunião.

11.3. Nada mais havendo a tratar, deu por encerrados os trabalhos, determinando a lavratura desta ata que, após aprovada pelos membros, vai assinada por mim, Fábio Lopes Alves, Secretário-Executivo do CMSE.

LISTA DE PARTICIPANTES

NOME	ÓRGÃO
Fernando Coelho Filho	MME

Paulo Pedrosa	MME
Edvaldo Riso	MME
Eduardo Azevedo	MME
Moacir Carlos Bertol	MME
Renata Beckert Isfer	MME
Romeu D. Rufino	ANEEL
Tiago B. Correia	ANEEL
Reive Barros dos Santos	ANEEL
Fernando Colli Munhoz	ANEEL
Gentil Nogueira de Sá Junior	ANEEL
Rui Guilherme	CCEE
Solange David	CCEE
Roberto Castro	CCEE
Ricardo S. Homrich	MME
Fábio Lopes Alves	MME
Ildo W. Grüdtner	MME
Luiz Barroso	EPE
Amilcar Guerreiro	EPE
Fabiana Gazzoni Cepeda	MME
Marcelo Meirinho Caetano	ANP
Joaquim Gondim	ANA
André Krauss	MME
Domingos R. Andreatta	MME
Guilherme Silva de Godoi	MME
Igor Walter	MME
Layse Lacerda	MME
Saulo Cruz	MME
Victor Protázio	MME

Elizeu P. Vicente	MME
Rodrigo Fornari	MME
Igor Souza Ribeiro	MME
André Grobério	MME
Daniel Bastos R. Dourado	ANEEL
Paulo Cesar M. Domingues	MME
Gilma dos Santos Passos Rocha	MME
Sergio Amorim Pacheco	MME
Fabricio Dairel de C. Lacerda	MME
Luiz Eduardo Barata Ferreira	ONS

Anexo 1:	Nota Informativa - 193ª Reunião do CMSE (06-12-2017) (SEI nº 0117982);
Anexo 2:	Datas de Tendência das Usinas - 193ª Reunião CMSE (06-12-2017) (SEI nº 0117987);
Anexo 3:	Datas de Tendência da Transmissão - 193ª Reunião CMSE (06-12-2017) (SEI nº 0117990).



Documento assinado eletronicamente por **Fábio Lopes Alves, Secretário de Energia Elétrica**, em 26/12/2017, às 15:43, 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 **0117937** e o código CRC **72624505**.