



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATA DE REUNIÃO

CMSE - COMITÊ DE MONITORAMENTO DO SETOR ELÉTRICO

ATA DA 180ª REUNIÃO

Data: 3 de maio de 2017

Horário: 14h30

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

Participantes: Lista ao final da ata.

1. ABERTURA

1.1. A 180ª Reunião (Ordinária) do CMSE foi aberta pelo Secretário Executivo do Ministério de Minas e Energia - MME, Paulo Pedrosa, que agradeceu a presença de todos e informou que o Ministro Fernando Coelho Filho não poderia participar da reunião, pois estava em viagem. Em seguida, foram realizadas as apresentações descritas a seguir.

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

2.1. O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS apresentou a avaliação das condições do atendimento eletroenergético do SIN. Sobre as condições hidrometeorológicas e climáticas, referente ao mês de abril de 2017, informou que a passagem de uma frente fria pelas regiões Sul e Sudeste provocou chuva fraca a moderada nas bacias dessas regiões. Na segunda e terceira semanas, a atuação de duas frentes frias ocasionou chuva fraca nas bacias dos rios Uruguai, Iguaçu, Paranapanema, Tietê e no trecho incremental à usina hidrelétrica - UHE Itaipu. Já no início da quarta semana, um sistema de baixa pressão associado a passagem de um sistema frontal ocasionaram chuva fraca a moderada nas bacias do subsistema Sul e nas bacias dos rios Paraná, Paranapanema, Tietê e Paranaíba.

2.2. O ONS destacou que, conforme apresentado na reunião do Grupo de Trabalho MCTIC/MME sobre Previsão Meteorológica Estendida, realizada no dia 3 de maio de 2017, são esperadas precipitações relevantes apenas nas regiões Norte e Sul do país nos próximos sete dias. Não há previsão de chuvas expressivas em todas as bacias das regiões Sudeste e Centro-Oeste, assim como na bacia do Rio Madeira. As temperaturas nos principais centros urbanos da região Sudeste terão um gradativo aumento nos próximos dias, porém sem atingir patamares elevados.

2.3. A previsão para a segunda semana de maio indica como cenário mais provável o de escassez de chuvas e as previsões numéricas apresentam um quadro pluviométrico típico da estação seca, caracterizada pela ausência de chuvas expressivas na grande área central do país.

2.4. A temperatura superficial do Oceano Pacífico Equatorial é compatível com uma situação de neutralidade, o que não deve interferir significativamente no regime pluviométrico dos próximos meses. Em termos gerais, a maioria dos modelos prevê um aquecimento das águas do Oceano Pacífico Equatorial no segundo semestre, o que poderia derivar no estabelecimento de um fenômeno do *El Niño* de fraca intensidade.

2.5. Em termos de Energia Natural Afluente – ENA bruta, foram verificados no mês de abril de 2017 os valores de 73% no Sudeste/Centro-Oeste, 84% no Sul, 24% no Nordeste e 73% no Norte, referenciados às respectivas médias de longo termo – MLT.

2.6. O ONS destacou que as bacias dos rios Paranaíba e Grande, que correspondem respectivamente à 38% e 25% da energia armazenada máxima do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, apresentaram ENAs de apenas 51% e 50% MLT no período úmido (de dezembro de 2016 a abril de 2017).

2.7. Ao final do mês de abril de 2017, foi verificada Energia Armazenada – EAR de 41,8%, 42,6%, 21,7% e 66,0% 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 maio são: 42,4% no Sudeste/Centro-Oeste, 44,4% no Sul, 19,5% no Nordeste e 67,0% no Norte. Estes valores são menores quando considerado o limite inferior da previsão, atingindo: 40,3% no Sudeste/Centro-Oeste, 38,9% no Sul, 18,6% no Nordeste, 66,5% no Norte.

2.8. Foi também apresentado estudo prospectivo do armazenamento equivalente do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, enfatizando a forte dependência das condições hidrológicas do subsistema Sul e o consequente intercâmbio entre estes subsistemas. Com relação aos valores de armazenamento do subsistema Sudeste/Centro-Oeste previstos na reunião anterior do CMSE, houve uma melhoria nos níveis previstos para o final do mês de maio e, conseqüentemente, para o final do período seco.

2.9. Em relação à operação das usinas do rio São Francisco, o ONS apresentou simulações de expectativa de armazenamento nas UHEs Três Marias, Sobradinho e Itaparica ao longo do período seco, utilizando os piores cenários de aflúências verificados no histórico, que tem se aproximado da realidade vivenciada atualmente. Com base nos resultados, reiterou a importância de que sejam adotadas medidas para viabilizar a adoção de patamar de defluência de 600 m³/s a partir da UHE Sobradinho, a fim de proporcionar maior segurança hídrica para a bacia do rio São Francisco, diante da condição hidrológica observada neste ano.

2.10. Neste sentido, informou que a Agência Nacional de Águas – ANA publicou, no dia 26 de abril de 2017, a Resolução nº 742, que autoriza a redução, até 30 de novembro de 2017, da descarga mínima das UHEs Sobradinho e Xingó, de 1.300 m³/s para uma média diária de 600 m³/s. Todavia, é necessária a conclusão dos estudos e publicação de Autorização Especial por parte do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA.

2.11. Em relação à deliberação da 169ª reunião do CMSE, realizada em 1º de junho de 2016, relativa ao despacho térmico adicional por garantia de suprimento energético, foi mencionado que este despacho tem sido praticado somente no subsistema Nordeste, em função da necessidade de fechamento do balanço energético para atendimento local.

2.12. Foi mencionado também que o risco de qualquer déficit de energia em 2017 é igual a 0,7%, para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, e 0,0%, para o subsistema Nordeste, considerando a configuração do sistema do PMO de maio de 2017. Estes resultados são obtidos nas simulações do modelo Newave para séries sintéticas, com tendência hidrológica, considerando em seus parâmetros que não há racionamento preventivo e com térmicas por ordem de mérito. Para séries históricas, o valor do risco de qualquer déficit é igual a 0,0% para os dois subsistemas.

2.13. Entretanto, apesar de assegurado o abastecimento de energia para o ano de 2017, as condições hidrológicas desfavoráveis deverão levar a maiores despachos térmicos, significando um aumento no custo da operação do sistema.

2.14. Por fim, foi informado que, a partir do PMO de maio de 2017, foram incorporados aos modelos computacionais de suporte ao planejamento e à programação da operação eletroenergética de formação de preços os novos parâmetros do mecanismo de aversão a risco (50,40), conforme definido na Portaria MME nº 41/2017.

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 destacando o início dos testes da usina solar fotovoltaica – UFV Bom Jesus da Lapa I e II, com um total de 60 MW de capacidade instalada, conectada no setor de 69 kV da Subestação – SE Bom Jesus da Lapa.

3.2. Relatou que, até 30 de abril de 2017, o sistema elétrico brasileiro totalizou expansão de 2.193,8 MW de capacidade instalada. Destes, 2.169,4 MW referem-se a usinas do Ambiente de Contratação Regulada – ACR, sendo 2.067,1 MW no SIN e 102,3 MW nos sistemas isolados, e 24,4 MW referem-se a usinas do Ambiente de Contratação Livre – ACL.

3.3. Em relação aos empreendimentos futuros, foi informado que estão sendo monitoradas 449 usinas, que totalizam 27,6 GW de potência. A previsão de expansão adicional de usinas do ACR, ainda no ano 2017, é de 2.868,3 MW, de acordo com a reunião realizada em abril do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, coordenado pelo Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico - DMSE/SEE/MME. Para os anos 2018 e 2019, atualmente estão previstos 8.414,8 MW e 5.497,1 MW de usinas do ACR, respectivamente.

3.4. Em relação aos empreendimentos de transmissão, foi destacada a expansão verificada até 30 de abril de 2017, atingindo 322,5 km de linhas de transmissão da Rede Básica e conexões de usinas e 2.030 MVA de transformação na Rede Básica.

3.5. Em relação aos empreendimentos futuros, estão sendo monitorados 31,5 mil km^[1] de linhas de transmissão e 69 GVA de capacidade de transformação. A previsão de expansão adicional de linhas de transmissão, ainda no ano 2017, é de 3.206 km, e de capacidade de transformação é de 13,7 GVA, de acordo com a reunião realizada em abril do Grupo de Monitoramento da Expansão da Transmissão, coordenado pelo DMSE/SEE/MME. Para os anos 2018 e 2019, atualmente estão previstos 7.341 km e 9.752 km de linhas de transmissão, além de 27,4 GVA e 17,6 GVA de capacidade de transformação, respectivamente.

3.6. 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, de 19 de abril de 2017, e encaminhadas aos membros do CMSE pelo Ofício-Circular nº 6/2017/CGEG/DMSE/SEE-MME, em 20 de abril de 2017, para subsidiar o PMO de maio de 2017.

3.7. As datas de tendência para operação comercial de linhas de transmissão e subestações também foram homologadas pelos membros do Comitê, conforme estabelecidas na reunião mensal de 18 de abril de 2017, do Grupo de Monitoramento da Expansão da Transmissão, coordenado pelo DMSE/SEE/MME, e encaminhadas aos membros do CMSE pelo Ofício-Circular nº 5/2017/CGEG/DMSE/SEE-MME, em 28 de abril de 2017.

[1] Não estão computados aproximadamente 9.400 km de linhas de transmissão e 15.700 MVA de subestações referentes aos Leilões nº 005/2015, e 013/2015 (1ª e 2ª etapas), por suas informações não estarem cadastradas no Sistema de Gestão da Transmissão – SIGET/ANEEL.

4. BALANÇO COMPARATIVO ENTRE OFERTA E DEMANDA – 1ª REVISÃO QUADRIMESTRAL DA CARGA

4.1. A EPE apresentou o resultado da primeira revisão trimestral das previsões de carga de energia elétrica para o período de 2017-2021, trabalho realizado conjuntamente com o ONS, e que contou também com a participação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

4.2. Nesse sentido, foram primeiramente apresentados os fundamentos e a metodologia que balizaram o trabalho, expondo também as premissas econômicas utilizadas no estudo. Conforme mencionado, os resultados obtidos na primeira revisão trimestral diferiram pouco dos valores utilizados no PMO de janeiro de 2017, sendo as divergências decorrentes da atualização das premissas consideradas. Como resultado, projeta-se crescimento médio do consumo de energia elétrica em torno de 2% ao ano no horizonte avaliado.

4.3. Em seguida, foi apresentado o balanço físico entre oferta e demanda, atualizado com a nova carga e condições de oferta. Conforme destacado, este balanço apresenta uma avaliação estrutural do equilíbrio entre oferta e demanda, no qual a oferta indica a máxima demanda que o sistema consegue atender, observado o critério de suprimento vigente.

4.4. Assim, os resultados deste estudo indicam que a sobra estrutural se mantém, com um excedente médio de 7 GW médios no horizonte de planejamento, entre os anos 2018 e 2021. Foi destacado também que este balanço estrutural, apesar de se constituir em ferramenta útil como medida para avaliar o equilíbrio entre oferta e demanda, deve ser complementado por avaliações conjunturais e comerciais, tal como feito neste Comitê.

5. ANÁLISE DO RESULTADO DO LEILÃO DE TRANSMISSÃO Nº 05/2016

5.1. A ANEEL apresentou os resultados do Leilão de Transmissão nº 05/2016, realizado no dia 24 de abril de 2017. Nesse sentido, foram destacadas primeiramente as diversas ações conduzidas visando garantir a atratividade de investimentos no setor de transmissão de energia elétrica, o que foi refletido na competitividade observada no certame.

5.2. Como resultado do leilão, foram arrematados 31 dos 35 lotes oferecidos, maior número de lotes e volume financeiro negociados em uma única sessão de leilão de transmissão, com deságio médio de 36,5%. Os empreendimentos representarão expansão de 7.000 km de linhas de transmissão e 13.170 MVA de capacidade de transformação, correspondendo a investimento da ordem de R\$ 12,7 bilhões.

5.3. Conforme já adotado a partir do Leilão nº 13/2015 – 2ª fase, as mudanças nas condições do edital, em comparação aos certames anteriores, compreenderam, dentre outros aspectos, mudanças na forma de cálculo do valor da remuneração teto, adoção de maiores prazos contratuais de construção, incentivo à antecipação e à entrada parcial de instalações independentes, introdução das cláusulas contratuais que tratam da Matriz de Riscos, disciplina contratual para casos fortuitos e/ou de

força maior e possibilidade do Poder Concedente avocar ao órgão ambiental federal os respectivos licenciamentos de empreendimentos de interesse sistêmico para o setor elétrico brasileiro.

5.4. Foi apresentada também a expectativa de realização de novo leilão de transmissão no 2º semestre de 2017. Em relação aos empreendimentos não contratados no Leilão nº 5/2016, a Agência pretende convidar os proponentes inscritos e identificar pontos de aprimoramentos no escopo dos lotes, compreendendo riscos, dificuldades de implementação, capex, etc.

5.5. Além disso, os participantes enfatizaram a importância da divulgação dos resultados deste leilão aos órgãos licenciadores, e também aos governos estaduais, de forma que as instituições estejam preparadas para os trabalhos futuros que serão demandados no processo de implantação dos empreendimentos.

6. ATENDIMENTO À REGIÃO OESTE DO PARÁ – TRAMO OESTE

6.1. A solução estrutural para atendimento à região oeste do Pará, denominada Tramo Oeste, foi licitada no lote 31 do leilão de transmissão nº 05/2016, realizado em 24 de abril de 2017, arrematado pela empresa Equatorial Energia, com previsão de entrada em operação em agosto de 2022.

6.2. Em atendimento à deliberação da 175ª reunião do CMSE, realizada em 8 de dezembro de 2016, a EPE e o ONS apresentaram estudo sobre as condições de atendimento ao Tramo Oeste, para o horizonte de 2018 a 2022. O estudo considerou como premissas a previsão de carga enviada pela CELPA e consolidada pelo ONS para os estudos do PAR/PEL 2018 – 2021 e a previsão de carga enviada pela CELPA para o ano de 2022.

6.3. Considerando a entrada em operação da solução estrutural apenas no ano 2022, os resultados apontaram a necessidade de instalação de geração térmica na região do Tramo Oeste no montante total de 4,5 MW para atendimento ao ano 2018, 21 MW para o ano 2019, 44 MW para o ano 2020, 48 MW para o ano 2021 e 59 MW para o ano 2022.

6.4. Os membros do CMSE debateram os resultados do estudo e decidiram que o ONS e EPE deverão aprofundar as análises em relação aos prazos necessários para instalação dessa geração térmica, assim como deverão analisar novamente a previsão de carga para os próximos anos, considerando a evolução da carga verificada neste ano 2017, e apresentar os resultados ao CMSE na reunião de agosto de 2017. Foi decidido também que a ANEEL e a SEE/MME deverão buscar a antecipação da entrada em operação do lote 31 do leilão de transmissão nº 05/2016, de modo a minimizar a necessidade de geração térmica para a região do Tramo Oeste, especialmente a antecipação dos compensadores síncronos.

Deliberação: Considerando a evolução do cenário de carga neste ano de 2017, o ONS e a EPE deverão revisar a análise efetuada e apresentar os resultados ao CMSE na reunião de agosto de 2017, inclusive com a indicação de um cronograma para a contratação da geração térmica em função do comportamento sazonal da demanda.

Deliberação: A ANEEL e a SEE/MME deverão se reunir com a Equatorial Energia buscando antecipar a entrada em operação dos empreendimentos presentes no lote 31 do leilão de transmissão nº 05/2016, em especial os compensadores síncronos, de modo a minimizar a necessidade de geração térmica para a região do Tramo Oeste.

7. AÇÕES DO GRUPO DE TRABALHO ‘CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO A RORAIMA’

7.1. A SEE/MME informou o andamento das atividades do Grupo de Trabalho sobre as condições de atendimento a Roraima. Em relação à deliberação do CMSE da 179ª reunião, realizada em 5 de abril de 2017, recomendando a suspensão provisória da contratação dos montantes de geração térmica adicional, de que trata o artigo 2º da Portaria MME nº 276/2016, até nova avaliação a ser realizada pelo GT de Atendimento a Roraima, foi relatado que as previsões de mercado de Roraima estão sendo avaliadas pelo GT e que está prevista a apresentação do resultado da avaliação na próxima reunião ordinária do CMSE, prevista para 7 de junho de 2017.

7.2. A EPE e o ONS corroboraram a preocupação manifestada pela SEE/MME quanto à situação do atendimento a Boa Vista, em especial quanto à necessidade de o grupo reexaminar a suspensão provisória da contratação dos montantes de geração térmica adicional.

7.3. As análises do GT para o horizonte de curto prazo resultaram no aperfeiçoamento do processo de análise das ocorrências em Roraima, com identificação das causas e indicação de ações para minimizar as ocorrências. Foi destacada a solução para evitar blecautes para desligamentos monophasados na interligação com a Venezuela, obtida com o ajuste na proteção dos alimentadores 69

kV, não sendo necessária a redução do limite de intercâmbio com o país vizinho. A perspectiva é que a ocorrência de blecautes seja reduzida significativamente. Os trabalhos estão em andamento e estão previstas ainda ações junto à distribuidora Eletrobras Distribuição Roraima - EDRR para alterar o modo de operação das usinas alugadas, de forma a contribuir com o desempenho dinâmico do sistema.

7.4. Continuam em andamento as avaliações de médio e longo prazo, incluindo a análise da implantação de sistemas de armazenamento para preservação de cargas quando de desligamentos da interligação, avaliações de potencial de usinas eólicas, biomassa, solar, incluindo geração distribuída, Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH e a viabilidade da implantação da UHE Bem-Querer.

Deliberação: A SEE/MME deverá verificar a disponibilidade de reserva de máquinas nas usinas em operação no sistema Roraima.

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

8.1. O ONS apresentou um resumo do Boletim de Interrupção de Suprimento de Energia - BISE do período de 6 de abril a 3 de maio de 2017, que contempla interrupção de carga superior a 100 MW e duração acima de 10 minutos.

8.2. Foi destacada primeiramente a perturbação que envolveu a barra de 138 kV da SE Brasília Sul no dia 6 de abril de 2017, e que resultou no corte de carga de aproximadamente 158 W no Distrito Federal. Conforme mencionado, a falha foi causada em função de erro de procedimento, em que uma seccionadora de barra da linha 138 kV Taguatinga - Brasília Sul estava fechada indevidamente, enquanto esta linha estava isolada e aterrada para execução da intervenção. Como encaminhamento, está sendo investigada a causa da recusa de atuação da proteção de barras.

8.3. Foi apresentado também relato sobre a perturbação envolvendo a LT 500 kV Xingu/Jurupari C1 e C2, ocorrida no dia 12 de abril de 2017, e que resultou em corte de carga de aproximadamente 850 MW nos estados do Amapá e Amazonas. Foi mencionado que a perturbação teve início com a ocorrência de curto-circuito na LT 500 kV Xingu – Jurupari C1 e C2, provocado por descargas atmosféricas. Com a abertura desta interligação, os sistemas do Amazonas e Amapá ficaram isolados do SIN e foram submetidos a sucessivas condições de subfrequência, acarretando em perda de geração local e consequente corte de carga na região.

8.4. Conforme informado, o ONS realizou reunião no dia 20 de abril de 2017, com a participação do MME, da ANEEL e dos agentes envolvidos para a análise detalhada desta perturbação.

8.5. Após a discussão do assunto pelo Comitê, foi deliberado pela necessidade de o ONS conduzir ação junto aos agentes responsáveis para identificação de problemas de aterramento nos trechos mais críticos da interligação Tucuruí – Macapá – Manaus.

Deliberação: O ONS deverá conduzir ação junto aos agentes responsáveis para identificação de problemas de aterramento nos trechos mais críticos da interligação Tucuruí – Macapá – Manaus. Os resultados desta ação deverão ser apresentados ao CMSE.

9. MONITORAMENTO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

9.1. A CCEE fez um relato sobre a liquidação financeira do Mercado de Curto Prazo – MCP referente a fevereiro de 2017, realizada nos dias 5 e 6 de abril, e sobre a previsão da liquidação financeira do MCP referente a março de 2017, envolvendo agentes que comercializam energia no ACR e no ACL.

9.2. Primeiramente, foram apresentados os valores correspondentes a cada contabilização mensal do MCP e o respectivo número de agentes participantes em cada caso. Assim, em fevereiro de 2017, este total contabilizado foi de R\$ 2,54 bilhões, tendo havido participação de 5.747 agentes. Já para março de 2017, há previsão de contabilização de R\$ 2,84 bilhões, e participação de 5.860 agentes.

9.3. Em relação à liquidação de fevereiro de 2017, foi informado que os valores verificados foram aqueles apresentados na 179ª reunião do CMSE, correspondendo à liquidação de um total de R\$ 2,54 bilhões, sendo R\$ 950 milhões correspondentes ao MCP, dos quais houve pagamento de aproximadamente R\$ 680 milhões. Em relação ao *Generation Scaling Factor* – GSF referente ao ACL, os débitos totalizaram aproximadamente R\$ 1,59 bilhão, correspondendo a 63 % do total contabilizado no mês.

9.4. Em relação à liquidação de março de 2017, a previsão é que os débitos referentes à parcela do GSF não repactuado, correspondente ao ACL, representem cerca de 56% do total liquidado. Já para o Mercado de Curto Prazo, a expectativa é que haja pagamento de 78% do seu total, sendo parcela significativa do restante devido referente à inadimplência de agentes de distribuição,

situação que permanece desde os meses anteriores.

9.5. Foi apresentado ainda o histórico da inadimplência percebida pelos credores desde abril de 2016, tendo sido informado que, na liquidação financeira do mês de fevereiro, os agentes credores sem liminares receberam 9,7% de seus créditos. Para a liquidação de março, a previsão é que o valor arrecadado, após o cumprimento das ações judiciais aplicadas ao rateio da inadimplência, seja suficiente para repassar cerca de 23% dos créditos aos agentes. Este aumento do percentual a ser repassado aos agentes sem liminares decorre da queda de relevante liminar de preferência no recebimento dos créditos (*loss sharing*).

9.6. A CCEE informou também que, em relação ao resultado médio do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, em todas as semanas e patamares houve energia secundária conforme previsão da contabilização de março/2017 (GSF médio = 108,4%), conforme já ocorrido nos meses anteriores.

9.7. Adicionalmente, foi mencionado que, referente ao mês de março, serão distribuídos excedentes financeiros da Conta de Energia de Reserva – CONER, valor correspondente aos montantes superiores ao compromisso de receita fixa e CAFT (custos administrativos, financeiros e tributários) de dois meses. Esses excedentes serão distribuídos em todas as classes de agentes de consumo na liquidação do MCP, sem necessidade de inclusão desse montante no rateio da inadimplência.

9.8. Por fim, foi mencionado que, relativo ao primeiro trimestre de 2017, o consumo total correspondeu a 65.268 MW médios, dos quais aproximadamente 72% foram relativos ao ACR e 28% ao ACL.

10. ASSUNTOS GERAIS

10.1. Grupo de Trabalho – GT “Suprimento ao SIN”

10.1.1. A SEE/MME informou o andamento das atividades do Grupo de Trabalho – GT “Suprimento ao SIN”, criado pelo CMSE na 179ª reunião, realizada em 5 de abril de 2017. Foi realizada a primeira reunião do grupo em 25 de abril de 2017, com o objetivo de aprofundar as análises sobre as condições de fornecimento eletroenergético no SIN e definir ferramentas e formas de intensificar a comunicação e divulgação para a sociedade.

10.1.2. Foi ressaltado que iniciou-se no PMO de maio de 2017 o estabelecimento de montantes semanais de energia que podem vir a ser importados pelo Brasil, vinda do Uruguai, através das conversoras de Rivera (70 MW) e de Melo (500 MW), dependendo dos resultados do PMO, em consonância com oferta de montante e preço de energia declarada pela Eletrobras, agente responsável pela importação, conforme Portarias MME nº 556/2015 e nº 164/2016. Na primeira semana de maio está prevista a importação de cerca de 50 MW médios pela conversora de Rivera.

10.2. GT “Regulamentação e Procedimentos de Distribuição”

10.2.1. A Secretaria de Planejamento de Desenvolvimento Energético - SPE/MME informou que está em fase final de consolidação o relatório final do GT “Regulamentação e Procedimentos de Distribuição”. A previsão é que na próxima reunião do CMSE este tema seja apresentado.

10.3. Andamento dos testes do 2º Bipolo do Sistema de Transmissão do Rio Madeira

10.3.1. O ONS relatou o andamento dos testes do 2º Bipolo do sistema de transmissão para escoamento das usinas do Rio Madeira. Foi informado que está em avaliação o compartilhamento da malha de terra entre os bipolos 1 e 2, o que viabilizará a retirada da proteção de trip cruzado e consequentemente possibilitará o aumento do intercâmbio de energia para a região SE/CO, utilizando os dois bipolos.

10.4. Horário de Verão

10.4.1. O ONS relatou a participação em reunião do GO15, grupo que reúne os 15 maiores operadores de sistemas – ISO do mundo, ocasião em que questionou os demais operadores sobre a efetividade do Horário de Verão nas suas áreas de atuação. Foi informado que em muitos dos países a avaliação de impacto do Horário de Verão não é realizada e a adoção desta política está muito mais relacionada ao costume da população. Os membros do CMSE reiteraram a necessidade do ONS e o MME continuarem os trabalhos de avaliação da efetividade desta política do ponto de vista do setor elétrico brasileiro, tendo em vista as mudanças no perfil e na composição da carga no país, que vem sendo observadas nos últimos anos, e apresentar os resultados ao CMSE.

10.5. Revisão Ordinária de Garantia Física

10.5.1. A Secretaria Executiva do MME noticiou que seria publicada Portaria do MME dispondo sobre a revisão ordinária de garantia física de energia das usinas hidrelétricas do SIN

despachadas centralizadamente. A Portaria é resultado das análises do Grupo de Trabalho instituído pela Portaria MME nº 681, de 30 de dezembro de 2014, que, durante os anos de 2014, 2015, 2016 e 2017, realizou diversas reuniões técnicas com os agentes setoriais e duas consultas públicas, nas quais foram recebidas sugestões de aperfeiçoamento ao trabalho desenvolvido

10.6. Nada mais havendo a tratar, o Secretário Executivo do MME 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
Edvaldo Risso	MME
Eduardo Azevedo	MME
Moacir Carlos Bertol	MME
Mauricyo Correia	MME
Romeu Rufino	ANEEL
Tiago B. Correia	ANEEL
André Pepitone da Nóbrega	ANEEL
Reive Barros dos Santos	ANEEL
Christiano Vieira da Silva	ANEEL
Rui Guilherme Altieri Silva	CCEE
Solande David	CCEE
Roberto Castro	CCEE
Robésio Maciel de Sena	MME
André Grobério Lopes Perim	MME
Andre Luis G. de Oliveira	MME
Renato Dalla Lana	MME
Ubiratan Castellano	MME
Fábio Lopes Alves	MME
João Souto	MME
Ildo Wilson Grütner	MME
Luis Barroso	EPE
Amilcar Guerreiro	EPE
Luiz Eduardo Barata Ferreira	ONS
Symone C. S. Araújo	MME
José Cesário Cecchi	ANP
Ricardo S. Homrich	MME

Domingos Andreatta	MME
João Daniel de A. Cascalho	MME
Elizeu Pereira Vicente	MME
Manoel Clementino	MME
Rodrigo Fornari	MME
Igor Souza Ribeiro	MME
Bianca M. M. de Alencar Braga	MME
Guilherme Silva de Godoi	MME
Guilherme Wehb Syrkis	MME
Andre Luis Barros de Brito	MME
Layse Lacerda	MME
Igor Walter	MME
Francisco Arteiro	ONS
José Brito Trabuco	MME

Anexo 1:	Nota Informativa - 180ª Reunião do CMSE (03-05-2017) (SEI nº 0043702);
Anexo 2:	Datas de Tendência das Usinas - 180ª Reunião CMSE (03-05-2017) (SEI nº 0043708);
Anexo 3:	Datas de Tendência da Transmissão - 179ª Reunião CMSE (03-05-2017) (SEI nº 0043709).



Documento assinado eletronicamente por **Fábio Lopes Alves, Secretário de Energia Elétrica**, em 19/05/2017, às 15:14, 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 **0043608** e o código CRC **2409E891**.