



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATA DE REUNIÃO

CMSE - COMITÊ DE MONITORAMENTO DO SETOR ELÉTRICO

ATA DA 179ª REUNIÃO

Data: 5 de abril de 2017

Horário: 14h30

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

Participantes: Lista ao final da ata.

1. ABERTURA

1.1. A 179ª 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 reunião com o Presidente da República. 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. Na avaliação das condições hidrometeorológicas e climáticas, referente ao mês de março, informou que a passagem de frentes frias e áreas de instabilidade provocaram chuva nas bacias dos subsistemas Sul, Sudeste/Centro Oeste e Norte. Na segunda semana do mês, as frentes atuaram principalmente sobre o Rio Grande do Sul e afetaram de forma mais significativa as bacias dos rios Uruguai e Jacuí. Na terceira semana, além do subsistema Sul, choveu no Sudeste/Centro-Oeste, Tocantins e a montante de Três Marias, na bacia do rio São Francisco.

2.2. O ONS destacou que, conforme apresentado na reunião do Grupo de Trabalho MCTIC/MME sobre Previsão Meteorológica Estendida, realizada em 28 de março de 2017, na primeira semana de abril os maiores índices pluviométricos devem ocorrer no trecho médio das bacias dos rios São Francisco e Tocantins, resultando em chuva variando de normal a ligeiramente acima da média nesses setores. Nas demais bacias de interesse do SIN o acumulado do período deve ser inferior à média histórica.

2.3. A previsão para a segunda semana de abril indica como cenário mais provável o de chuvas inferiores à média histórica nas bacias hidrográficas do subsistema Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. Nas demais bacias, a precipitação deve oscilar em torno da média histórica. Para prazos mais estendidos (15-30 dias), o cenário mais provável é de redução das precipitações em toda a região central do Brasil, condizentes com o início do período seco.

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 nos 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 Afluenta – ENA bruta, foram verificados no mês de março de 2017 os valores de 68% no Sudeste/Centro-Oeste, 85% no Sul, 24% no Nordeste e 84% no Norte, referenciados às respectivas médias de longo termo – MLT.

2.6. O ONS destacou que nas bacias dos rios Paranaíba e Grande, que correspondem respectivamente à 38% e 25% da energia armazenada máxima do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, as duas bacias apresentaram ENAs de apenas 52%, entre os meses de dezembro de 2016 e março de 2017, referenciadas à MLT do período.

2.7. Ao final do mês de março de 2017, foi verificada Energia Armazenada – EAR de 41,5%, 43,5%, 21,7% e 63,8% 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 abril são: 40,5% no Sudeste/Centro-Oeste, 41,7% no Sul, 21,1% no Nordeste e 65,2% no Norte. Estes valores recuam quando considerado o limite inferior da previsão, atingindo: 38,9% no Sudeste/Centro-Oeste, 36,2% no Sul, 19,9% no Nordeste, 64,4% no Norte.

2.8. Foi também apresentado estudo prospectivo do armazenamento equivalente do subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Considerando os valores esperados e limites inferiores das ENAs, a energia armazenada neste subsistema varia entre 18,3% e 6,0% ao final do mês de novembro de 2017, bastante dependente das condições hidrológicas do subsistema Sul.

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. 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.

2.11. Por fim, informou que o risco de qualquer déficit de energia em 2017 é igual a 0,8%, para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste e 0,1% para o subsistema Nordeste, considerando a configuração do sistema do PMO de abril de 2017. Estes resultados são obtidos nas simulações do modelo Newave para séries sintéticas, 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 estes subsistemas.

2.12. 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. Sendo assim, o CMSE instituiu um grupo de trabalho para aprofundar as análises sobre a condição de fornecimento eletroenergético no SIN. Também caberá ao grupo definir ferramentas e formas de intensificar a divulgação desse processo para a sociedade, de forma proativa.

Deliberação: O CMSE deliberou pela constituição de Grupo de Trabalho, a ser coordenado pela SEE/MME e com a participação de todas as instituições que integram o CMSE, visando 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. Os resultados da análise realizada pelo Grupo de Trabalho deverão ser apresentados ao CMSE.

3. CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO AO SUBSISTEMA NORDESTE

3.1. O ONS apresentou estudo específico de atendimento ao subsistema Nordeste, tendo em vista o cenário hidrometeorológico extremamente desfavorável, com restrições de vazões defluentes nas usinas da cascata do Rio São Francisco. Foi informado que o controle automático de geração da região está desligado, dessa forma, a resposta às variações de carga e de geração eólica do subsistema Nordeste está sendo realizada pelo controle automático de geração dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Norte, através das interligações.

3.2. Na programação do suprimento ao subsistema Nordeste, primeiro está sendo considerada a geração prevista nas usinas hidrelétricas da região. Depois, é somada a previsão de geração das usinas eólicas e, nessa sequência, são consideradas as térmicas despachadas por ordem de mérito e o intercâmbio de energia dos demais subsistemas. Por último, são despachadas as térmicas fora da ordem de mérito para fechamento do balanço de carga x geração do subsistema Nordeste.

3.3. Ressalta-se que o limite atualmente praticado na interligação com os demais subsistemas é de cerca de 4.800 MW, podendo chegar a 5.200 MW, dependendo das condições de oferta interna de geração e das condições de fornecimento dos demais subsistemas, sempre atendendo ao critério de confiabilidade N-1, sem corte de carga em caso de perda simples.

3.4. O ONS informou que o complexo fotovoltaico de Ituverava, com 196 MW de capacidade instalada, está apto para iniciar os testes de suas primeiras usinas, o que contribuirá para o atendimento à região. Entretanto, ainda está pendente a conclusão do sistema de transmissão associado à SE Barreiras, que permitirá a conexão definitiva do complexo. Desse modo, para viabilizar a entrada em operação de modo provisório ainda no mês de abril de 2017, está em estudo pelo ONS e Aneel a

conexão da usina em derivação na LT 230 kV Bom Jesus da Lapa – Barreiras.

Deliberação: O CMSE deliberou que o ONS e a Aneel deverão concluir as análises para viabilizar a conexão do complexo fotovoltaico de Ituverava, com 196 MW, de modo provisório em derivação na LT 230 kV Bom Jesus da Lapa – Barreiras.

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 iniciou a apresentação destacando que, até 31 de março de 2017, o sistema elétrico brasileiro totalizou expansão de 1.500,5 MW de capacidade instalada. Destes, 1.476 MW referem-se a usinas do Ambiente de Contratação Regulada – ACR, sendo 1.396 MW no SIN e 80,1 MW nos sistemas isolados, e 24,4 MW referem-se a usinas do Ambiente de Contratação Livre – ACL.

4.2. Em relação aos empreendimentos futuros, foi informado que estão sendo monitoradas 452 usinas, que totalizam 28,2 GW de potência. Para o ano 2017, segundo estimativa realizada em dezembro de 2016, a previsão de expansão de usinas do ACR é de 6.264,4 MW. Conforme mencionado, esta estimativa, que balizará as comparações relativas à expansão da geração para o ano 2017, foi definida conjuntamente pelas instituições que compõem o Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, coordenado pelo Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico - DMSE/SEE/MME, tendo por base a melhor informação então disponível sobre os empreendimentos.

4.3. Em relação aos empreendimentos de transmissão, foi destacada a publicação pela Aneel, em 28 de março de 2017, da Resolução nº 6.262/2017, que autoriza a Belo Monte Transmissora de Energia – BMTE a realizar reforços na Subestação – SE Xingu para construir o barramento para conexão do seu empreendimento. Também foi destacada a emissão, em 23 de março de 2017, da Licença de Operação – LO nº 1375/2017, referente à Linha de Transmissão – LT 230 kV Jardim – Penedo, de propriedade da CHESF.

4.4. Em termos da expansão verificada, até 31 de março de 2017, houve o acréscimo de 309 km de linhas de transmissão da Rede Básica e conexões de usinas e 2.030 MVA de transformação na Rede Básica. Destaca-se a entrada em operação em março do TR-2 230/23 kV, 50 MVA, na SE Canoas, no Rio Grande do Sul.

4.5. Em relação aos empreendimentos futuros, estão sendo monitorados 31,7 mil km^[1] de linhas de transmissão e 68,7 GVA de capacidade de transformação. Para o ano 2017, a previsão de expansão é de 3.570 km de linhas. De forma análoga ao mencionado para a expansão da geração, esta estimativa foi definida conjuntamente pelas instituições que compõem o Grupo de Monitoramento da Expansão da Transmissão, coordenado pelo DMSE/SEE/MME, tendo por base a melhor informação então disponível sobre os empreendimentos.

4.6. Após a realização da apresentação, o Comitê homologou as datas de tendência para operação comercial das usinas, conforme reunião mensal do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, de 23 de março de 2017, e encaminhadas aos membros do CMSE pelo Ofício-Circular nº 5/2017/CGEG/DMSE/SEE-MME, em 29 de março de 2017, para subsidiar o PMO de abril de 2017.

4.7. 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 22 de março 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 4/2017/CGET/DMSE/SEE-MME, em 29 de março 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.

5. REGULAÇÃO DA GERAÇÃO FORA DA ORDEM DE MÉRITO – GFOM

5.1. A Aneel iniciou a apresentação destacando o artigo 2º da Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, que teve nova redação dada pela Lei nº 13.360/2016, como segue:

"Art. 2º A Aneel deverá estabelecer, para aplicação a partir de 2017, a valoração, o montante elegível e as condições de pagamento para os participantes do MRE do custo do deslocamento de geração hidrelétrica decorrente de: I - geração termelétrica que exceder aquela por ordem de mérito; II - importação de energia elétrica sem garantia física."

5.2. Este tema foi objeto de Audiência Pública realizada pela Aneel, e, dentre outras questões, tratou da valoração da água deslocada devido ao despacho de térmicas fora da ordem de mérito. Foi destacado o andamento da regulamentação desse artigo no âmbito da Agência e informado que em breve a Aneel deverá deliberar sobre o tema.

6. AVALIAÇÃO DE MEDIDAS ESTRUTURAIS DE SUSTENTABILIDADE DO MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA - MRE

6.1. A Aneel iniciou a apresentação destacando os principais dispositivos legais que tratam do MRE:

- O MRE foi criado pela Lei nº 9.648/1998;
- Lei nº 10.438/2002 incluiu PCHs e CGHs no MRE;
- Lei nº 10.848/2004 definiu que o regulamento deverá dispor sobre o MRE;
- Lei nº 13.360/2016 definiu que usinas não despachadas somente podem ser excluídas do MRE por solicitação própria;
- Decreto nº 2.655/1998, principais pontos:
 - Regras de comercialização devem estabelecer o funcionamento do MRE;
 - Deve considerar a existência de áreas de mercado;
 - Revisão de Energia Assegurada a cada 5 anos ou fatos relevantes;
 - Limite de redução de 5% a cada revisão e 10% do total constante no contrato de concessão;
 - Regras de alocação de energia gerada com base na: I - energia assegurada da usina; II - capacidade instalada da usina; III - geração efetiva de energia de cada usina; e
 - Indisponibilidades não devem ser cobertas pelo MRE.

6.2. Os membros do CMSE destacaram a necessidade de uma avaliação geral do funcionamento do MRE, tendo em vista que o sistema elétrico brasileiro vem passando por profundas transformações na forma de se operar e de se planejar o suprimento de energia aos subsistemas, como por exemplo, a grande inserção de fontes intermitentes na matriz, usinas a fio d'água, usinas de safra, térmicas com geração de energia sazonal.

6.3. Na sequência, a Aneel apresentou proposta de criação de um grupo de trabalho para aprofundar estudos e medidas para aprimorar o funcionamento do MRE.

Deliberação: O CMSE deliberou pela constituição de Grupo de Trabalho, a ser coordenado pela Secretaria Executiva – SE/MME e com a participação da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE/MME, SEE/MME, Aneel, Empresa de Pesquisa Energética – EPE, ONS e CCEE, visando aprofundar as análises sobre medidas estruturais de sustentabilidade do mecanismo de realocação de energia - MRE. Os resultados da análise realizada pelo Grupo de Trabalho deverão ser apresentados ao CMSE.

7. ACOMPANHAMENTO DO ÍNDICE DE GRAVIDADE DAS OCORRÊNCIAS COM INTERRUÇÃO NO SUPRIMENTO DE ENERGIA

7.1. O ONS apresentou um resumo do Boletim de Interrupção de Suprimento de Energia - BISE do período de 9 de março a 5 de abril de 2017, que contempla interrupção de carga superior a 100 MW e duração acima de 10 minutos, com um total de oito perturbações com essas características nesse período.

7.2. Foi destacada a perturbação envolvendo a LT 500 kV Oriximiná – Silves, circuito - C1 e C2, no dia 31 de março de 2017 às 5h24, que resultou no corte de cerca de 1.011 MW de cargas no Estado do Amazonas, ocasionando blecaute no sistema Manaus. A perturbação teve início com a ocorrência de curto-circuito monofásico simultâneo na LT 500 kV Oriximiná - Silves C1 e C2. Houve religamento automático monopolar sob falta no circuito 1, provocando a abertura tripolar definitiva e consequente blecaute do sistema Manaus. O ONS realizou reunião no dia 4 de abril de 2017, com a participação do MME, Aneel e agentes envolvidos, para análise detalhada da perturbação e elaboração do respectivo Relatório de Análise de Perturbação – RAP.

7.3. O ONS ressaltou que, considerando a configuração de operação atual do sistema Manaus, caso ocorra perda dupla da interligação de Manaus com o SIN, haverá atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga - ERAC com risco de blecaute daquele sistema, dependendo da carga da região no momento da ocorrência. Essa situação tende a melhorar com a entrada em operação da usina térmica - UTE Mauá 3.

7.4. Nesse sentido, os membros do CMSE ressaltaram a deliberação da 178ª reunião do CMSE, realizada em 8 de março de 2017, na qual a Secretaria Executiva do MME foi encarregada de buscar viabilizar a solução do problema no fornecimento de gás natural pela Petrobras à Eletrobras, para realização dos testes de comissionamento e entrada em operação da UTE Mauá 3. A Secretaria Executiva do MME informou que vem trabalhando para solucionar a questão, mas ainda não obteve êxito.

8. MONITORAMENTO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

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

8.2. Primeiramente foram apresentados os valores contabilizados do *Generation Scaling Factor* – GSF referentes ao ACL. Com a previsão de liquidação de fevereiro de 2017, os débitos totalizarão cerca de R\$ 1,59 bilhão (63 % do total contabilizado). Este valor é um pouco menor do que o resultado do mês anterior, que foi cerca de 1,6 bilhão (62 % do total contabilizado). Esse pequeno decréscimo ocorreu devido ao GSF ter sido maior que 1 (um) no mês de fevereiro de 2017, ou seja, nesse mês a média do resultado do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE em todas as semanas e patamares apresentou energia secundária (GSF médio = 116,5%), conforme já havia ocorrido no mês de janeiro de 2017 (GSF médio = 106,3%).

8.3. A CCEE ressaltou novamente que esta é uma situação conjuntural, que ocorreu por estarmos no período chuvoso e algumas usinas apresentarem energia secundária. Entretanto, com a tendência de aumento do preço de liquidação das diferenças - PLD na estação seca e a sazonalização da garantia física, em que houve maior alocação da garantia física das usinas no segundo semestre do ano, os débitos referentes ao GSF devidos pelos agentes do ACL tendem a voltar a crescer, situação que preocupa muito devido ao montante que estes débitos já representam em relação ao total da contabilização.

8.4. Em relação à previsão de contabilização referente a fevereiro de 2017, seu valor total foi de R\$ 2,54 bilhões. Desse montante, R\$ 950 milhões (37% do total contabilizado no mês) foram relativos ao efetivo apurado no Mercado de Curto Prazo, tendo havido pagamento de aproximadamente R\$ 680 milhões. Do valor restante (R\$ 270 milhões), destaca-se que cerca de R\$ 220 milhões se referem à inadimplência de agentes de distribuição, cenário que permanece desde os meses anteriores.

8.5. Sobre o crédito da liquidação de fevereiro de 2017, foi informado que os agentes não amparados por liminares de preferência no recebimento dos créditos (*loss sharing*) devem receber somente cerca de 9,7% do montante a eles devido. A CCEE destacou que é premente a necessidade de se solucionar esta questão. A Secretaria Executiva do MME reforçou que está em busca de solução para a questão junto aos agentes do ACL, em parceria com as demais instituições que compõem o CMSE.

9. ASSUNTOS GERAIS

9.1. A Secretaria de Energia Elétrica informou os andamentos das atividades do Grupo de Trabalho sobre as condições de atendimento a Roraima. Foram realizadas análises minuciosas de todos os blecautes ocorridos nos anos de 2016 e 2017, de modo a identificar principais causas. Também já foram realizadas análises de alternativas de implantação de geração distribuída e medidas de eficiência energética para sistema de Roraima.

9.2. Outras linhas de ação compreendem a implantação de sistemas de armazenamento para preservação de cargas quando de desligamentos da interligação, consolidação das projeções do mercado do sistema Roraima previsto a partir de 2017, além de avaliações de potencial de usinas eólicas, biomassa, solar, Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH, que possam entrar em operação em médio prazo, e a viabilidade da implantação da UHE Bem-Querem, como medida de longo prazo. As ações imediatas estão previstas para serem avaliadas pelo CMSE nos meses de abril e maio de 2017 e todas as atividades do grupo estão previstas para concluírem em agosto de 2017.

9.3. Considerando que está prevista a consolidação das projeções do mercado do sistema Roraima a partir do ano de 2017, o CMSE recomendou a suspensão temporária da contratação pela EDRR dos montantes adicionais de geração térmica tratados no artigo 2º da Portaria MME nº 276/2016, até nova avaliação do grupo de trabalho.

Deliberação: O CMSE recomenda a suspensão provisória da contratação dos montantes de 9,8 MW previstos para 2016, 17,7 MW em 2017 e 17,4 MW em 2018, 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.

9.4. A EPE informou que concluiu, em conjunto com o ONS, a reavaliação das condições de atendimento à região oeste do Pará, denominada Tramo Oeste, conforme deliberado pelo CMSE em sua 175ª reunião, realizada em 8 de dezembro de 2016. A solicitação do CMSE se originou em razão de o contrato de concessão das obras estruturantes planejadas para a região não ter sido assinado, o que resultou, conforme Despacho ANEEL nº 3.256/2016, na perda da concessão do objeto do Leilão de Transmissão nº 01/2015, relativa à empresa Isolux Ingeniería S.A. – ISOLUX, vencedora do Lote D do referido Leilão. Como consequência, haverá atrasos adicionais na implementação da solução estrutural prevista para a região do Tramo Oeste uma vez que tal solução será novamente licitada no Leilão de Transmissão 005/2016 (Lote 31), a ser realizado em 24 de abril de 2017, conforme Edital do Leilão nº 005/2016-ANEEL. O estudo já foi formalmente encaminhado à Secretaria-Executiva do CMSE e deverá ser apresentado na próxima reunião do CMSE.

9.5. 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, Ildo Wilson Grüdtner, Secretário-Executivo do CMSE Substituto.

LISTA DE PARTICIPANTES

NOME	ÓRGÃO
Paulo Pedrosa	MME
Edvaldo Risso	MME
Moacir Carlos Bertol	MME
Romeu D. Rufino	ANEEL
Tiago B. Correia	ANEEL
José Jurhosa Jr.	ANEEL
Reive Barro dos Santos	ANEEL
André Pepitone da Nóbrega	ANEEL
Rui Guilherme Altieri Silva	CCEE
Solange David	CCEE
Ricardo S. Homrich	MME
Eduardo Azevedo	MME
Ildo Wilson Grüdtner	MME
Márcio Félix C. Bezerra	MME
Rafael Ferreira	EPE
Amilcar G. Guerreiro	EPE
Luiz Eduardo Barata	ONS
José Cesário Cecchi	ANP
Simone C. S. Araújo	MME
Ricardo Suassuna	MME
Domingos Romeu Andreatta	MME

João Daniel A. Cascalho	MME
André Luis Gonçalves de Oliveira	MME
Fabiana Gazzoni Cepeda	MME
André Grobério L. Perim	MME
Ary Pinto Ribeiro	CCEE
Roberto Castro	CCEE
Christiano Viera da Silva	ANEEL
Júlio C. R. Ferraz	ANEEL
Rita Alves Silva	MME
Manoel Clementino B. Neto	MME
Guilherme Silva de Godoi	MME
Rodrigo Fornari	MME
André Krauss	MME
Flávia Pierry Bessa Lima	MME
Thomaz Toledo	MME
Paulo Gabardo	MME
Francisco Arteiro	ONS

Anexo 1:	Nota Informativa - 179ª Reunião do CMSE (05-04-2017) (SEI 0030997);
Anexo 2:	Datas de Tendência das Usinas - 179ª Reunião CMSE (05-04-2017) (SEI 0031002);
Anexo 3:	Datas de Tendência da Transmissão - 179ª Reunião CMSE (05-04-2017) (SEI 0031005).



Documento assinado eletronicamente por **Ildo Wilson Grüdtner**,
Secretário-Adjunto de Energia Elétrica, em 25/04/2017, às 09:51,
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 **0030993** e o código CRC **40BEDAFC**.