



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATA DE REUNIÃO

CMSE - COMITÊ DE MONITORAMENTO DO SETOR ELÉTRICO

ATA DA 183ª REUNIÃO

Data: 3 de agosto de 2017

Horário: 14h30

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

Participantes: Lista ao final da ata.

1. ABERTURA

1.1. A 183ª Reunião (Ordinária) do CMSE foi aberta pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, Fernando Coelho Filho, que agradeceu a presença de todos. Na sequência, 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 julho de 2017, informou que, neste mês, os maiores acumulados de precipitação ocorreram nos setores leste do Nordeste e Norte do País. Na segunda e terceira semana, frentes frias também ocasionaram precipitação na região Sul.

2.2. O ONS destacou que, conforme apresentado na reunião do Grupo de Trabalho MCTIC/MME sobre Previsão Meteorológica Estendida, realizada no dia 1 de agosto de 2017, nos próximos quinze dias, não são esperados totais relevantes de precipitação no Brasil. Considerando prazos mais estendidos (de 15 a 30 dias), é previsto quadro pluviométrico típico da estação seca, caracterizada pela ausência de chuvas expressivas na grande área central do país. Para a região Sul, onde são tipicamente esperados maiores totais de precipitação, o cenário mais provável é de chuvas próximas à média histórica.

2.3. A temperatura superficial do Oceano Pacífico Equatorial é compatível com uma situação de neutralidade, ou seja, sem configuração de *El Niño* ou *La Niña*, o que não deve interferir significativamente no regime pluviométrico dos próximos meses.

2.4. Em termos de Energia Natural Afluente – ENA bruta, foram verificados no mês de julho de 2017 os valores de 79% no Sudeste/Centro-Oeste, 38% no Sul, 31% no Nordeste e 60% no Norte, referenciados às respectivas médias de longo termo – MLT.

2.5. Ao final do mês de julho de 2017, foi verificada Energia Armazenada – EAR de 38,2%, 70,2%, 15,3% e 59,2% 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 agosto são: 32,6% no Sudeste/Centro-Oeste, 60,5% no Sul, 11,5% no Nordeste e 50,0% no Norte. Quando considerado o limite inferior da previsão, estes valores são de: 30,8% no Sudeste/Centro-Oeste, 50,9% no Sul, 11,2% no Nordeste, 49,8% no Norte.

2.6. Foi também apresentado estudo prospectivo do armazenamento equivalente do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, com valor esperado da ordem de 20% ao final deste período seco, e enfatizando a forte dependência das condições hidrológicas do subsistema Sul e o consequente intercâmbio entre estes subsistemas.

2.7. Em relação à operação das usinas do rio São Francisco, o ONS apresentou simulações de expectativa de armazenamento nas usinas hidrelétricas - UHEs Três Marias, Sobradinho e Itaparica ao longo do período seco, utilizando cenários de aflúências aderentes à realidade vivenciada atualmente, sejam estes valores os piores ou inferiores aos piores verificados no histórico. Estas simulações têm sido apresentadas semanalmente no âmbito do grupo de acompanhamento da operação

dos reservatórios do rio São Francisco, sob a coordenação da ANA, e que conta com ampla participação de representantes do Poder Público, usuários e sociedade civil.

2.8. Os últimos resultados apontam para o atingimento dos níveis de armazenamento de 4,1% e de -1,0% dos volumes úteis dos reservatórios das UHEs Três Marias e de Sobradinho, respectivamente, ao final do período seco, em novembro de 2017, sendo que, caso a vazão defluente de Xingó seja reduzida para 550 m³/s a partir do mês de setembro, o reservatório da UHE Sobradinho conseguirá se manter acima de seu nível mínimo operativo, com 0,3% do volume útil em novembro. Assim, diante do atual quadro de escassez hídrica na bacia do rio São Francisco, é necessário o permanente acompanhamento da evolução das condições hidrometeorológicas da bacia e do armazenamento dos reservatórios de Três Marias e Sobradinho, visando identificar a necessidade de implementação de medidas adicionais.

2.9. O ONS informou que foi emitida autorização pela ANA para a redução das vazões defluentes de Sobradinho e Xingó para o valor médio diário de 550 m³/s, através da Resolução nº 1.291, de 17 de julho de 2017. No entanto, para que os testes com essa vazão sejam iniciados, é necessário que o IBAMA também emita sua autorização, o que está sendo aguardado. Também está sendo aguardado o término dos estudos relativos aos testes com defluência de 600 m³/s, para que este valor possa ser utilizado nos modelos computacionais de otimização energética e de formação de preço.

2.10. Sobre a deliberação da 169ª reunião do CMSE, realizada em 1º de junho de 2016, relativa ao despacho técnico adicional por garantia de suprimento energético, foi mencionado que este despacho tem sido praticado somente no subsistema Nordeste, quando necessário, para fechamento do balanço energético local.

2.11. Foi mencionado também que o risco de qualquer déficit de energia em 2017 é igual a 0,1%, para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, considerando a configuração do sistema do PMO de agosto 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 também é igual a 0,0% para os dois subsistemas.

2.12. Por fim, o ONS destacou a relevante geração eólica que vem sendo verificada no subsistema Nordeste, e que atingiu 4.508 MW médios em julho de 2017. O fator de capacidade médio entre os meses de julho e novembro, tipicamente de baixos totais de precipitação na região, situam-se da ordem de 50% a 55%.

3. AVALIAÇÃO DO HORÁRIO DE VERÃO

3.1. O ONS e a Secretaria de Energia Elétrica – SEE/MME relataram o trabalho realizado conjuntamente pelas instituições contemplando o aprofundamento dos estudos sobre a efetividade do Horário de Verão, atendendo à recomendação da 178ª reunião do CMSE. Conforme informado, tendo em vista as mudanças no perfil e na composição da carga, que vêm sendo observadas nos últimos anos, os resultados dos estudos convergiram para a constatação de que a adoção desta política pública atualmente traz resultados próximos à neutralidade para o consumidor brasileiro de energia elétrica, tanto em relação à economia de energia, quanto para a redução da demanda máxima do sistema.

3.2. Desta forma, o MME encaminhará o assunto à Casa Civil para avaliação da pertinência da manutenção do Horário Brasileiro de Verão como política pública nos próximos anos, considerando a influência nos demais setores da sociedade. O ONS deverá encaminhar ao MME relatório técnico que contemple as avaliações realizadas e suas respectivas conclusões, conforme relatado ao CMSE.

Deliberação: O ONS deverá encaminhar ao MME nota técnica que contemple as avaliações realizadas sobre a aplicação do Horário Brasileiro de Verão e suas respectivas conclusões, conforme relatado ao CMSE.

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

4.1. A SEE/MME iniciou a apresentação elencando os destaques do monitoramento dos empreendimentos de geração relativos ao período desde a última reunião do CMSE. Nesse sentido, informou que unidade geradora – UG6, com 611,11 MW, da UHE Belo Monte foi liberada para início da operação comercial a partir de 19 de julho de 2017, conforme Despacho ANEEL nº 2.154/2017. Dessa maneira, até o momento, a usina dispõe de 3.899,8 MW em operação, considerando também as máquinas do sítio Pimental.

4.2. Relatou que, até 31 de julho de 2017, o sistema elétrico brasileiro totalizou expansão de 3.708,5 MW de capacidade instalada. Este valor representa cerca de 62% da previsão da oferta de

geração para o ano 2017, o qual foi atualizado neste mês de 4.889,00 MW para 5.971,46 MW, em função da consideração dos valores relativos ao Ambiente de Contratação Livre e dos Sistemas Isolados.

4.3. Em relação aos empreendimentos de transmissão, foi destacada a expansão verificada até 31 de julho de 2017, que totalizou 1.139,7 km de linhas de transmissão da Rede Básica e conexões de usinas (32,5% do previsto para o ano 2017) e 8.039 MVA de transformação na Rede Básica (53% do previsto para o ano 2017).

4.4. No mês de julho, entraram em operação 67 km de linhas de transmissão e 2.399 MVA de capacidade de transformação, com destaque para a subestação Curral Novo do Piauí II 500/230 kV – 600 MVA, da VSJ II, e da LT 230 kV Curral Novo do Piauí II – Chapadinha I (53 km), para integração do conjunto eólico Chapadinha I.

4.5. Além disso, foi mencionada a aprovação na 2ª Reunião Pública Extraordinária da Diretoria da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, realizada em 27 de julho de 2017, do encaminhamento ao MME da proposta de declaração de caducidade dos contratos de concessão das transmissoras ATE XVI, ATE XVII, ATE XVIII, ATE XIX, ATE XX, ATE XXI, ATE XXII, ATE XXIII e ATE XXIV.

4.6. 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 20 de julho de 2017, e encaminhadas aos membros do CMSE pelo Ofício-Circular nº 10/2017/CGEG/DMSE/SEE-MME, em 21 de julho de 2017, para subsidiar o PMO de agosto 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 19 de julho 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 10/2017/CGET/DMSE/SEE-MME, em 28 de julho de 2017.

5. PLANO DA OPERAÇÃO ELÉTRICA – PEL/2017

5.1. O ONS realizou apresentação sobre o Plano da Operação Elétrica – PEL 2017, estudo que avalia o desempenho dos sistemas elétricos do Sistema Interligado Nacional no horizonte de janeiro de 2018 a abril de 2019, tendo por referência os critérios e padrões estabelecidos nos Procedimentos de Rede. Os principais objetivos do estudo foram avaliar e identificar ações relacionadas: (i) à evolução da capacidade das interligações existentes; (ii) à geração térmica decorrente de restrições na transmissão e os impactos da geração eólica; e (iii) às obras prioritárias a serem implantadas ou necessárias no horizonte do estudo.

5.2. Em relação à (i), foi dado destaque à implantação dos bipolos de transmissão em corrente contínua para escoamento da energia da UHE Belo Monte. Conforme mencionado, a implantação dessas obras trará maior flexibilidade operativa e implicará em significativos ganhos ao SIN. No entanto, em função da não implantação ou atrasos de obras de transmissão associadas aos bipolos, a capacidade de escoamento será limitada e apresentará maior complexidade de operação, não sendo possível evitar vertimentos nas usinas do Norte do país em alguns cenários.

5.3. Além disso, dentre outros temas, foi mencionado que, a pedido do MME, o PEL contemplou também um estudo sobre operação com critérios diferenciados no Norte de forma a se evitar vertimentos. Assim, concluiu-se que a operação com o bipolo Xingu – Estreito em critério de perda de polo permite ganhos de até 1.200 MW médios nos limites de exportação da região Norte. Entretanto, na operação com esse critério, caso ocorra a perda do bipolo, a expectativa será de blecaute no SIN.

5.4. Foi apresentada também a análise de desempenho para a região Sudeste considerando obras das interligações Sul – Sudeste concluídas, mas sem as obras necessárias para escoamento. E ainda, foi destacado o desempenho da região Sudeste frente ao atraso de linhas de 500 kV, tendo sido mencionado que foram encontradas soluções alternativas a partir da utilização de Sistemas Especiais de Proteção – SEP para contornar a situação, que será normalizada após a conclusão das obras previstas.

5.5. Em relação ao complexo do Madeira, foram destacadas algumas restrições em linhas de transmissão em função de sobrecarga em regime normal de operação, o que reduz os limites de escoamento de energia para a região Sudeste, a depender dos cenários operativos considerados.

5.6. Foram apresentados também os impactos da perda de grandes blocos de geração e estudos das interações entre os elos de corrente contínua (multi-infeed) do SIN.

5.7. Em relação à (ii), o ONS destacou as usinas para as quais há previsão de geração por razões elétricas no horizonte avaliado e os montantes estimados. Já sobre (iii), foram apresentadas as situações das obras que solucionarão problemas em regime normal, restrição de geração ou

intercâmbio, necessidade de geração térmica por razões elétricas e corte de carga em capitais em contingências, totalizando 157 empreendimentos.

5.8. Após a apresentação, a Empresa de Pesquisa Energética – EPE informou que foi concluído o estudo que propõe encaminhamento alternativo para algumas obras de transmissão não implantadas, associadas ao escoamento da energia da UHE Belo Monte, trabalho que contou com a colaboração da ANEEL, do ONS e da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE/MME.

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

6.1. Conforme informado pelo ONS, não foram verificadas ocorrências relevantes no SIN no período de 6 de julho a 2 de agosto de 2017.

7. MONITORAMENTO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

7.1. A CCEE fez um relato sobre a liquidação financeira do Mercado de Curto Prazo – MCP referente a maio de 2017, realizada nos dias 10 e 11 de julho, e sobre a previsão da liquidação financeira do MCP referente a junho de 2017, envolvendo agentes que comercializam energia nos Ambientes de Contratação Regulada - ACR e Livre - ACL.

7.2. Primeiramente, foram apresentados os valores correspondentes a cada contabilização mensal do MCP nos últimos doze meses e o respectivo número de agentes participantes em cada caso. Assim, em maio de 2017, este total contabilizado foi de R\$ 4,23 bilhões, tendo havido participação de 6.100 agentes. Já para junho de 2017, há previsão de contabilização de R\$ 3,17 bilhões, e participação de 6.228 agentes.

7.3. Em relação à liquidação de maio de 2017, foi informado que os valores verificados foram aqueles apresentados na 182ª reunião do CMSE, correspondendo à liquidação de um total de R\$ 4,23 bilhões, sendo R\$ 2,23 bilhões correspondentes ao MCP, dos quais houve pagamento de aproximadamente R\$ 1,86 bilhão. Em relação ao *Generation Scaling Factor* – GSF referente ao ACL, os débitos totalizaram aproximadamente R\$ 2,0 bilhões, correspondendo a 47 % do total contabilizado no mês.

7.4. Em relação à liquidação de junho de 2017, a previsão é que os débitos referentes à parcela do GSF não repactuado, correspondente ao ACL, representem cerca de 66% do total liquidado. Já para o Mercado de Curto Prazo, a expectativa é que haja pagamento de 63% do seu total, sendo parcela significativa do restante devido referente à inadimplência de agentes de distribuição, situação já verificada em meses anteriores.

7.5. Foi apresentado ainda o histórico da inadimplência percebida pelos credores desde julho de 2016, tendo sido informado que, na liquidação financeira do mês de maio, os agentes credores sem liminares receberam 10,0% de seus créditos. Para a liquidação de junho, a previsão é que o valor arrecadado, após o cumprimento das ações judiciais aplicadas ao rateio da inadimplência, seja suficiente para repassar cerca de 1,1% dos créditos aos agentes.

7.6. A CCEE informou também que, em relação ao resultado médio do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, no mês de junho o GSF correspondeu a 78,1%.

7.7. Em relação às exposições financeiras do MCP referentes aos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEARs para o mês de junho, destacou que os agentes de distribuição ficaram expostos positivamente em função das diferenças do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD entre submercados, cabendo aos agentes geradores arcar com exposição negativa residual de cerca de R\$ 94 milhões.

7.8. Por fim, foi ressaltado que, o valor total de Encargos de Serviço do Sistema – ESS referentes ao mês de junho equivaleu a cerca de R\$ 212 milhões, sendo R\$ 158,4 milhões referentes à parcela de restrição elétrica e R\$ 53,6 milhões à parcela de segurança energética.

8. ASSUNTOS GERAIS

8.1. Andamento dos trabalhos de avaliação das resistências de pé de torre da interligação Tucuruí – Macapá – Manaus

8.1.1. Conforme deliberado na 180ª reunião do CMSE, o ONS realizou relato sobre a ação que está conduzindo junto aos agentes responsáveis para identificação de problemas de aterramento nos trechos mais críticos da interligação Tucuruí – Macapá – Manaus. Nesse sentido, foi informado que foram realizadas reuniões nos dias 15 de maio e 23 de junho de 2017 para que as transmissoras

apresentassem plano de ação e cronograma visando a melhoria do desempenho das LTs 500 kV.

8.1.2. Além disso, foram apresentados ao Comitê os trabalhos investigativos realizados referentes às resistências de pé de torre em trechos distintos das linhas de transmissão, tendo sido informado que as melhorias identificadas como necessárias para a LT 500 kV Xingu – Jurupari serão finalizadas em agosto de 2017, e para as LTs 500 kV Tucuruí – Xingu e Jurupari – Oriximiná em junho de 2018. Já as melhorias relativas às LTs 500 kV Oriximiná – Silves e Silves – Lechuga serão implantadas até dezembro de 2017.

8.1.3. O ONS continuará acompanhando o cumprimento dos planos de ação e buscará antecipar junto aos agentes os prazos de implantação das melhorias.

8.2. **GT Suprimento ao SIN**

8.2.1. A SEE/MME relatou o andamento das atividades do Grupo de Trabalho – GT para avaliação das condições de suprimento ao SIN, criado conforme deliberação da 179ª reunião do CMSE. Nesse sentido, foram destacados os encaminhamentos relativos aos cinco temas tratados pelo GT, a saber: (i) avaliação da possibilidade de despacho de usinas que atualmente não possuem contrato de energia; (ii) avaliação as limitações de escoamento de geração ocasionadas por restrições na malha de transmissão; (iii) avaliação dos procedimentos necessários para viabilizar a importação de energia; (iv) acompanhamento do processo referente às concessões de transmissão da Abengoa; e (v) avaliação da estratégia de comunicação sobre a questão energética do SIN.

8.2.2. Especificamente em relação à (i), foi informado o recebimento pelo CMSE de pleito do agente responsável pela UTE Araucária com diferentes cenários de oferta de energia por esta usina. Após apresentação dos cenários, os membros do Comitê ratificaram a avaliação do GT “Suprimento ao SIN” no sentido de que o mais adequado para viabilização da geração da usina é que o agente declare um valor de CVU adequado aos seus custos, de forma a compor a pilha de preços para despacho pelo ONS. As soluções estruturais para a geração desta e de outras usinas que não possuem contrato de energia estão sendo avaliadas pelo GT.

8.3. **GT Roraima**

8.3.1. A SEE/MME informou o andamento das atividades do Grupo de Trabalho sobre as condições de atendimento a Roraima, cuja finalização das atividades está prevista para setembro de 2017. Dentre os assuntos tratados no GT, foi mencionado que, desde a última reunião do Comitê, não houve blecaute em Roraima. Além disso, dentre outros assuntos, foi informado que resta pendente o agendamento de reunião com técnicos venezuelanos para aprofundamento e discussão de procedimentos operativos e das análises técnicas das ocorrências, ação identificada como necessária no âmbito do Grupo.

8.3.2. Foram relatadas também ações relativas à geração distribuída e eficiência energética, aos estudos sobre armazenamento de energia e às soluções de médio e longo prazo, para avaliação do atendimento no período que antecede a interligação de Roraima ao SIN, dentre as quais estão em curso, por exemplo: (i) tratativas para a viabilização de convênio com a prefeitura de Boa Vista para implantação de geração fotovoltaica distribuída; (ii) modelagem e simulação de sistema de armazenamento de energia; e (iii) avaliação de proposta de leilão de energia no primeiro trimestre de 2018 para atendimento ao crescimento do mercado e substituição gradual dos contratos de locação de curto prazo.

8.3.3. A Secretaria Executiva do MME – SE/MME relatou ainda o andamento das ações para a implantação da LT 500 kV Lechuga – Equador – Boa Vista, que permitirá a interligação de Roraima ao SIN. Conforme reunião realizada entre o MME e a Funai, a expectativa é que as tratativas com as lideranças indígenas locais para implantação da obra sejam retomadas em setembro de 2017.

8.3.4. Por fim, a SEE/MME ressaltou a necessidade de se estudar o aumento da autonomia de combustível para as usinas térmicas que atendem Boa Vista, atualmente limitado a 4 dias. Este tema será tratado em reunião específica, a ser coordenada pela SEE/MME, e com participação da ANEEL, CCEE e ONS.

8.4. **GT Mecanismo de Realocação de Energia – MRE**

8.4.1. A SE/MME informou o CMSE sobre o andamento das atividades do Grupo de Trabalho criado em atendimento à deliberação da 179ª reunião do CMSE para avaliação de medidas estruturais de sustentabilidade do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. Conforme mencionado, foram avaliados os impactos da violação dos limites de revisão de Garantia Física de algumas usinas tanto sob a ótica sistêmica, quanto dos consumidores, livres e regulados, e dos geradores. O relatório do Grupo está em fase final de elaboração para posterior abertura de Consulta Pública com as respectivas conclusões obtidas no âmbito do GT para contribuição da sociedade.

8.5. **Atendimento ao Tramo Oeste**

8.5.1. O ONS e a EPE registraram que a demanda feita pelo CMSE, em sua 180ª reunião

ordinária, ratificada por meio do Ofício nº 11/2017/CMSE-MME, de 30 de junho de 2017, para que fossem revisitadas as conclusões apresentadas no início do ano sobre a necessidade de geração térmica para a região do Tramo Oeste, Pará, no horizonte 2018 a 2022, foi formalmente atendida com o encaminhamento ao secretário Executivo do MME do Ofício nº 0433/EPE/2017 e Carta ONS-1170/100/2017, emitidos de forma conjunta por ambas as instituições em 1º de agosto de 2017.

8.5.2. A revisão deveu-se principalmente à atualização, pela Celpa, da previsão de carga na região de Rurópolis. O estudo concluído agora indicou, comparativamente à avaliação anterior, montantes significativamente menores de geração térmica que deverão ser contratados a partir de 2018, variando de 4,5 MW em 2018 a 37,5 MW em 2022, destacando que, ao se considerar a presença do compensador síncrono em Rurópolis a partir de 2018, é eliminada a necessidade de geração térmica até 2021, permanecendo a necessidade de 4,5 MW no ano de 2022.

8.6. Nada mais havendo a tratar, o Ministro 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
Fábio Lopes Alves	MME
Marcio Félix Carvalho Bezerra	MME
Ildo W. Grüdtner	MME
Amilcar G. Guerreiro	EPE
Luiz Eduardo Barata Ferreira	ONS
Sumara Ticom	ONS
Jose Cesário	ANP
Domingos R. Andreatta	MME
Guilherme Silva de Godoi	MME
Edvaldo Risso	MME
Moacir C. Bertol	MME
Renata Beckert Isfer	MME
Romeu D. Rufino	ANEEL
Christiano Vieira da Silva	ANEEL
Rui Guilherme A. Silva	CCEE
Solange David	CCEE
Fabiana Gazzoni Cepeda	MME
Ricardo S. Homrich	MME
Rita Alves Silva	MME
André Luiz Barros de Brito	MME
Fabricio Dairel C. Lacerda	MME

André Grobério L. Perim	MME
Cesar F. Borges	MME
Ricardo M. Faria	MME
Francisco Arteiro	ONS
José Mauro E. Santos	MME
Rodrigo Fornari	MME
André Krauss	MME
Elizeu Pereira Vicente	MME
Manoel Clementino B. Neto	MME
Igor Souza Ribeiro	MME
Bianca M. Matos de Alencar Braga	MME
Layse Andrade de Lacerda	MME
Guilherme Syrkis	MME
Paulo Gabardo	MME
Luiz Barroso	EPE
Paulo Pedrosa	MME

Anexo 1:	Nota Informativa - 183ª Reunião do CMSE (03-08-2017) (SEI nº 0081451);
Anexo 2:	Datas de Tendência das Usinas - 183ª Reunião CMSE (03-08-2017) (SEI nº 0081453);
Anexo 3:	Datas de Tendência da Transmissão - 183ª Reunião CMSE (03-08-2017) (SEI nº 0081454).



Documento assinado eletronicamente por **Fábio Lopes Alves, Secretário de Energia Elétrica**, em 06/09/2017, às 15:41, 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 **0081418** e o código CRC **45F8185A**.