



## MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

### ATA DE REUNIÃO

#### CMSE - COMITÊ DE MONITORAMENTO DO SETOR ELÉTRICO

#### ATA DA 199ª REUNIÃO

Data: 6 de junho de 2018

Horário: 14h30

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

Participantes: Lista ao final da ata.

#### 1. ABERTURA

1.1. A 199ª Reunião (Ordinária) do CMSE foi aberta pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, Sr. Moreira Franco, que agradeceu a presença de todos e destacou a participação da Sra. Christianne Dias, Diretora-Presidente da Agência Nacional de Águas – ANA, do Sr. Reive Barros, Presidente da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, e dos novos diretores da Agência Nacional de Energia Elétrica, Sr. Rodrigo Limp e Sr. Sandoval Feitosa. 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 que, no mês de maio de 2018, predominou a atuação de um sistema de alta pressão sobre boa parte do país, fazendo com que apenas duas frentes frias avançassem pela região Sul e atingissem o sul da região Sudeste. Assim, os totais acumulados de precipitação não foram suficientes para atingir a média nas principais bacias do SIN. Em termos de Energia Natural Afluente – ENA bruta, foram verificados no mês de maio os valores de 78% no Sudeste/Centro-Oeste, 36% no Sul, 36% no Nordeste e 83% no Norte, referenciados às respectivas médias de longo termo – MLT.

2.2. A ENA das bacias dos rios Grande, Paranaíba, São Francisco e Tocantins, que juntos concentram cerca de 80% da capacidade de armazenamento do SIN, no mês de maio de 2018 se configuraram como o 2º pior, 4º pior, 3º pior e 13º pior valor do histórico, respectivamente. A ENA do mês de maio da região abrangida por essas bacias foi a 3ª pior do histórico, com 54% da MLT, e a ENA de todo o SIN também foi a 3ª pior do histórico de 88 anos, com 70,5% da MLT.

2.3. A Energia Armazenada – EAR verificada ao final do mês de maio de 2018 foi de 42,5%, 50,8%, 39,7% e 70,8% 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 junho de 2018 são: 40,7% no Sudeste/Centro-Oeste, 63,5% no Sul, 37,1% no Nordeste e 71,5% no Norte.

2.4. O ONS destacou que, referente à última reunião do Grupo de Trabalho MCTIC/MME sobre Previsão Estendida, a temperatura do Oceano Pacífico se encontra em uma situação de neutralidade, tendo a *La Niña* se encerrado.

2.5. Nos próximos sete dias são esperadas precipitações de intensidade fraca nas bacias do subsistema sul e nas bacias dos rios dos rios Tietê, Grande, Paranapanema e no trecho incremental à usina hidrelétrica - UHE Itaipu. Os valores acumulados devem variar entre normal e abaixo da média para o período. Para a segunda semana, há incerteza a respeito da chuva prevista para a Região Sul, mas na maior parte do país, com exceção do norte da Região Norte, a previsão é de pouca chuva.

2.6. Em relação à política de defluências mínimas na cascata do rio São Francisco, o ONS informou que a operação do rio São Francisco continua a seguir a diretriz de preservação dos volumes armazenados em seus principais reservatórios, conforme estabelecido no âmbito do Grupo de

Acompanhamento da Operação dos Reservatórios do Rio São Francisco, coordenado pela ANA. Mantém-se desta forma a vazão defluente média mensal da UHE Xingó em 600 m<sup>3</sup>/s, com a modulação das vazões nos dias úteis, quando a defluência desta usina atinge um valor médio diário de 620m<sup>3</sup>/s e a manutenção da vazão mínima diária em 550 m<sup>3</sup>/s nos finais de semana e feriados. Para o sistema elétrico, esta operação tem como objetivo promover melhores condições operativas para o suprimento de energia elétrica, notadamente na região Nordeste, com o aumento do número de unidades geradoras sincronizadas para atuar em caso de perturbações no sistema de transmissão.

2.7. A expectativa de armazenamento nos principais reservatórios da bacia do rio São Francisco ao final do mês de novembro de 2018, em caso de ocorrência do pior cenário hidrológico considerado nos estudos elaborados pelo ONS, é de 28,0% do volume útil do reservatório da UHE Três Marias, de 17,3% do volume útil do reservatório da UHE Sobradinho e de 20,0% na UHE Itaparica, valores superiores aos ocorridos no ano 2017.

2.8. O risco de qualquer déficit de energia em 2018 é igual a 0,2% para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste e 0,0% para o subsistema Nordeste, considerando a configuração do sistema do Programa Mensal de Operação – PMO de junho de 2018. 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, no ano 2018.

2.9. 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 seca de 2018.

2.10. Conforme deliberado na 169ª reunião do CMSE, realizada em 1º de junho de 2016, de forma a preservar os estoques das UHE 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 relatou que, em maio de 2018, entraram em operação comercial 260 MW de capacidade instalada de geração. Em relação à transmissão, entraram em operação 767 km de linhas de transmissão - LT e conexões de usinas e 3.900 MVA de transformação na Rede Básica.

3.2. Assim, a expansão do sistema no ano 2018, até o mês de maio, totalizou 2.107 MW de capacidade instalada de geração, 2.162 km de linhas de transmissão de Rede Básica e conexões de usinas e 8.906 MVA de transformação na Rede Básica.

3.3. Foi destacada a entrada em operação da LT 230 kV Paranatinga – Canarana, com 275 km de extensão, resultando em 24 meses de antecipação em relação ao ato legal. Além disso, foi relatada a entrada em operação da subestação – SE Onça Puma 230/138 kV, com 200 MVA, representando 18 meses de antecipação em relação ao ato legal. O CMSE identificou como de grande relevância para o segmento de transmissão a antecipação desses empreendimentos.

3.4. 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 17 de maio de 2018, e encaminhadas aos membros do CMSE pelo Ofício-Circular nº 7/2018/CGEG/DMSE/SEE-MME, em 21 de maio de 2018.

3.5. 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 18 de maio de 2018, e encaminhadas aos membros do CMSE pelo Ofício-Circular nº 6/2018/CGET/DMSE/SEE-MME, em 28 de maio de 2018.

### **4. MEDIDAS OPERATIVAS A SEREM IMPLEMENTADAS NOS DIAS DE JOGOS DO BRASIL DA COPA DO MUNDO DE FUTEBOL**

4.1. O ONS apresentou que, em consonância com a Resolução CMSE nº 01/2005, durante o período de operação especial da Copa do Mundo FIFA 2018 serão adotadas medidas complementares para assegurar a operação do Sistema Interligado Nacional – SIN, com grau adicional de segurança. O intervalo de

operação especial terá início duas horas antes e finalizará duas horas depois dos jogos do Brasil e de outros eventos também identificados como de grande relevância, tais como cerimônia de abertura e o jogo final.

4.2. Destacam-se medidas como maior número de unidades geradoras sincronizadas em usinas hidrelétricas, visando preservar o equilíbrio entre carga e geração durante as rampas de consumo no intervalo e no fim dos jogos, reforço das equipes de plantão nas instalações estratégicas, programação diferenciada dos intercâmbios regionais e das manutenções previstas para as instalações de transmissão, buscando aumentar o grau de segurança do sistema frente a perturbações. A partir das simulações realizadas e apresentadas pelo ONS, não são previstas dificuldades no atendimento da carga. Assim, o CMSE reforçou a importância das medidas para ampliar a segurança do fornecimento de energia à sociedade no período do evento.

## 5. MONITORAMENTO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

5.1. A CCEE apresentou a previsão da liquidação financeira do Mercado de Curto Prazo – MCP referente ao mês de abril de 2018, envolvendo agentes que comercializam energia no Ambiente de Contratação Regulada – ACR e no Ambiente de Contratação Livre – ACL.

5.2. Primeiramente foi informado que, em relação ao resultado médio do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, no mês de abril, o *Generation Scaling Factor* – GSF correspondeu a 100%, considerando a sazonalização da garantia física de todas as usinas do MRE.

5.3. Com relação à repactuação do risco hidrológico, o GSF relativo deste bloco de usinas correspondeu a 89% no mês. Nos últimos 12 meses, até a contabilização de abril, o valor acumulado de repasse do risco hidrológico aos distribuidores e, conseqüentemente, aos consumidores do ACR, foi de R\$ 6,00 bilhões. Quando acrescidos os valores relativos às cotas de garantia física e Itaipu, os efeitos no MCP da contratação no ACR atingem R\$ 17,35 bilhões nos últimos 12 meses.

5.4. Em relação à previsão de liquidação financeira de abril, foi contabilizado um total de R\$ 8,05 bilhões, sendo R\$ 1,89 bilhão correspondente ao MCP. Desse montante, a expectativa é que haja pagamento de 44%. Sobre os créditos desta liquidação, a previsão é que os agentes não amparados por liminares judiciais de preferência no recebimento dos créditos, que representam cerca de 98% do total de credores, recebam apenas cerca de 4,4% do montante a eles devido.

5.5. Por fim, sobre os Encargos de Energia de Reserva, a CCEE informou que, em 2017, foram repassados 4,0 bilhões em excedentes da Conta de Energia de Reserva aos consumidores, tendo em vista os elevados valores de Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, em relação ao preço médio de compra da Energia de Reserva. De janeiro a abril de 2018, com valores de PLD inferiores, foram cobrados 1,3 bilhão de Encargos de Energia de Reserva aos consumidores, mas há previsão de novo repasse de excedentes no segundo semestre do ano.

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

6.1. O ONS apresentou indicadores de desempenho sobre perturbações na Rede Básica e concluiu que, em 2016 e 2017, o total de perturbações se manteve no mesmo patamar. A quantidade de perturbações com corte de carga apresentou redução neste período em relação aos anos anteriores.

6.2. As linhas de transmissão permanecem como o equipamento com maior frequência de origem de perturbações, correspondendo a 75% do total no ano de 2017, sendo que as condições meteorológicas adversas são as causas que mais provocam desligamentos em linhas de transmissão, cerca de 31%. O ONS destacou que as queimadas apresentaram, em 2017, a maior frequência do histórico, desde 2012, de causa de perturbações originadas em linhas de transmissão da Rede Básica, com cerca de 21%.

6.3. O ONS informou ainda que o indicador de Robustez da Rede Básica, dado pela relação entre o número de perturbações sem corte de carga na Rede Básica e o número total de perturbações na Rede Básica, vem apresentando melhoria a cada ano.

6.4. A Duração Equivalente de Interrupção de Carga – DREQ e Frequência Equivalente de Interrupção de Carga - FREQ do ano de 2017 foram os menores dos últimos anos, mas houve uma elevação destes indicadores nos primeiros meses de 2018, especialmente nas regiões Nordeste e Norte, em função de perturbação ocorrida no mês de março.

## 7. ASSUNTOS GERAIS

## 7.1. Atendimento ao Baixo Araguaia/MT

7.1.1. A SEE/MME relatou que a entrada em operação do sistema de transmissão composto pela LT 230 kV Paranatinga – Canarana e SE Canarana 230/138kV – 1 x 120MVA, no dia 3 de junho de 2018, representa novo ponto de conexão à Rede Básica na região do baixo Araguaia, no Estado do Mato Grosso. Ressaltou que em 2016 foi recomendada a instalação emergencial da usina térmica Araguaia na região, devido a atrasos na entrada em operação do sistema de transmissão associado à SE Canarana.

7.1.2. Assim, o CMSE concluiu que, com a entrada em operação da LT 230 kV Paranatinga – Canarana e da SE Canarana 230/138kV – 1 x 120MVA, não há a necessidade de geração térmica emergencial na região e recomendou a desconstrução da UTE Araguaia, localizada no município de Querência.

**Deliberação:** O CMSE recomenda a desconstrução da UTE Araguaia, tendo em vista a entrada em operação do sistema de transmissão composto pela LT 230 kV Paranatinga – Canarana e pela SE Canarana 230/138 kV – 1 x 120 MVA, que faz parte da solução estrutural constante do Estudo EPE-DEERE-168/2014-rev0, da Empresa de Pesquisa Energética - EPE.

7.1.3. Desse modo, o agente Eletronorte será informado da decisão para desconstrução da usina até julho de 2018.

## 7.2. Atendimento à Região Oeste do Pará - Tramo Oeste

7.2.1. Em continuidade à análise apresentada na 197ª reunião do CMSE, realizada em 5 de abril de 2018, a SEE/MME apresentou os resultados do acompanhamento da carga da região do Tramo Oeste/PA, que vem sendo realizado pelo ONS, em especial no período de janeiro a abril de 2018, quando foi verificada carga abaixo da prevista na última revisão realizada pela CELPA, em fevereiro de 2018. Esse fato corrobora a conclusão da 197ª reunião do CMSE, de que para o ano de 2018, em apenas poucas horas durante os dias de maiores cargas, aliada à ocorrência de cenários hidrológicos desfavoráveis, se verificaria necessidade marginal de geração térmica local para controlar as condições de estabilidade de tensão.

7.2.2. Para o ano de 2019, mantém-se a conclusão que não será necessária geração térmica local com a entrada em operação do compensador síncrono de (-55/110) Mvar/230 kV na subestação SE Rurópolis, previsto para fevereiro de 2019.

7.2.3. Foi destacado que as ocorrências no sistema de transmissão acabam por elevar o nível de insatisfação na região em relação à qualidade do atendimento e que a instalação de geração térmica de 5 MW não resolveria este problema. A solução estrutural que traz melhoria das condições de atendimento é o Compensador Síncrono de (-55/110) Mvar 230 kV na SE Rurópolis.

7.2.4. Desse modo, o Comitê não recomendou a instalação da geração térmica no ano de 2018 e ratificou as recomendações das reuniões anteriores, a saber:

- a) ONS deverá manter acompanhamento da carga verificada na região;
- b) ANEEL acompanhar as tratativas da Celpa quanto ao reajuste dos sistemas de proteção dos consumidores industriais e continuar tratativas com a Eletronorte e com a Celpa para melhorar o desempenho dos equipamentos, sobretudo para disponibilização de pelo menos duas unidades geradoras na UHE Curuá – Una no período seco;
- c) ANEEL e SEE/MME manterem as tratativas com a Equatorial de modo que se mantenha a previsão de antecipação da solução estrutural.

7.3. Nada mais havendo a tratar o Ministro de Minas e Energia encerrou a reunião, determinando a lavratura desta ata que, após aprovada pelos membros, vai assinada por mim, Ildo Wilson Grüdtner, Secretário-Executivo do CMSE.

## LISTA DE PARTICIPANTES

NOME	ÓRGÃO
Moreira Franco	MME
Ildo W. Grüdtner	MME
Wanderley Uchoa	MME

Marcio Felix Bezerra	MME
Edvaldo Risso	MME
Moacir Carlos Bertol	MME
Romeu D. Rufino	ANEEL
André Pepitone	ANEEL
Rodrigo Limp	ANEEL
Sandoval Feitosa	ANEEL
Christiano Vieira da Silva	ANEEL
Rui Guilherme Altieri Silva	CCEE
Solange David	CCEE
Roberto Castro	CCEE
Ricardo Homrich	MME
Domingos Andreatta	MME
Angela Livino	EPE
Reive Barros Santos	EPE
Francisco Arteiro	ONS
Sinval Zaidan Gama	ONS
Marcelo Meirinho Caetano	ANP
Christiane Dias Ferreira	ANA
Joaquim Gondim	ANA
André Krauss	MME
Guilherme Silva de Godoi	MME
Luiz Eduardo Barata Ferreira	ONS
João Daniel de A. Cascalho	MME
André Perim	MME
Wagner Maciel	MME
André Luís G. de Oliveira	MME
Renato Dalla Lana	MME
Rodrigo Fornari	MME
Igor Walter	MME

Elisa Bastos Silva	MME
Symone Araújo	MME
Fernando Colli Munhoz	ANEEL
Guilherme Syrkis	MME
Igor Sousa Ribeiro	MME
Carlos A. Novaes	MME
Elizeu Pereira Vicente	MME
Layse Andrade	MME

Anexo 1:	Nota Informativa - 199ª Reunião do CMSE (06-06-2018) (SEI nº 0184485);
Anexo 2:	Datas de Tendência das Usinas - 199ª Reunião do CMSE (06-06-2018) (SEI nº 0184490);
Anexo 3:	Datas de Tendência da Transmissão - 199ª Reunião do CMSE (06-06-2018) (SEI nº 0184491).



Documento assinado eletronicamente por **Ildo Wilson Grüdtner, Secretário de Energia Elétrica**, em 09/07/2018, às 10:40, 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](http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **0184467** e o código CRC **F34D5780**.

**Referência:** Processo nº 48300.001694/2018-81

SEI nº 0184467