



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

ATA DE REUNIÃO

CMSE - COMITÊ DE MONITORAMENTO DO SETOR ELÉTRICO

ATA DA 194ª REUNIÃO

Data: 4 de janeiro de 2018

Horário: 14h30

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

Participantes: Lista ao final da ata.

1. ABERTURA

1.1. A 194ª Reunião (Ordinária) do CMSE foi aberta pelo Secretário-Executivo do Ministério de Minas e Energia, Paulo Pedrosa, que agradeceu a presença de todos e informou que o Ministro de Minas e Energia não participaria da reunião. Na sequência, foram realizadas as apresentações descritas a seguir.

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

2.1. Inicialmente, o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS destacou que nas duas primeiras semanas do mês de dezembro de 2017, ocorreram valores elevados de precipitação nas bacias dos rios Grande, Paranaíba, São Francisco e Tocantins. Na segunda quinzena ocorreram totais elevados de precipitação nas bacias dos rios Iguçu, Paranapanema e ao trecho incremental à usina hidrelétrica - UHE Itaipu.

2.2. Em termos de Energia Natural Afluente – ENA bruta, foram verificados no mês de dezembro os valores de 94% no Sudeste/Centro-Oeste, 86% no Sul, 55% no Nordeste e 74% no Norte, referenciados às respectivas médias de longo termo – MLT. Entretanto, a ENA das bacias dos rios Grande, Paranaíba, São Francisco e Tocantins, que juntos concentram cerca de 80% da capacidade de armazenamento do Sistema Interligado Nacional - SIN, se configuraram respectivamente como o 2º pior, pior, pior e 2º pior valor do histórico no período de janeiro a dezembro de 2017.

2.3. A Energia Armazenada – EAR - verificada ao final do mês de dezembro de 2017 foi de 22,5%, 57,0%, 12,8% e 23,3% 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 janeiro de 2018 são: 34,5% no Sudeste/Centro-Oeste, 53,7% no Sul, 21,3% no Nordeste e 32,2% no Norte.

2.4. Referente à última reunião do Grupo de Trabalho MCTIC/MME sobre Previsão Estendida, o fenômeno de "La Niña" está em curso e em momento de maior atuação, embora apresentando intensidade fraca. Os modelos preveem um lento enfraquecimento do fenômeno nos primeiros meses do ano.

2.5. Nos próximos sete dias as precipitações estarão mais concentradas nas regiões Sudeste, Centro-Oeste, Norte e oeste da Região Nordeste. Em termos gerais, esperam-se precipitações mais abundantes nas bacias dos rios Tocantins e Xingu, onde os acumulados pluviométricos podem ultrapassar ligeiramente os valores históricos. Deve chover abaixo da média histórica nas bacias dos rios Uruguai e Jacuí e próximo da normalidade nas bacias do Grande, Paranaíba, São Francisco, Doce e Madeira. As temperaturas nos principais centros urbanos da Região Sudeste estarão dentro dos valores médios da época nos próximos dez dias.

2.6. O cenário mais provável de previsão para a segunda semana é o de chuvas inferiores à média histórica em boa parte das regiões Sudeste e Centro-Oeste, especialmente no âmbito da bacia

do rio São Francisco. A Previsão Climática Sazonal para o trimestre janeiro a março de 2018 aponta maior probabilidade de chover abaixo da média histórica na maior parte da Região Nordeste e alta probabilidade de chover acima do normal na maior parte da Região Norte. Na Região Sul, as precipitações deverão oscilar em torno do normal.

2.7. O ONS informou que permanece a política operativa hidráulica de defluências mínimas na cascata do rio São Francisco, com vistas à preservação dos estoques armazenados. Como resultado das ações desenvolvidas no âmbito do Grupo de Acompanhamento da Operação dos Reservatórios do Rio São Francisco, coordenado pela ANA, será possível manter todas as UHEs acima de seus armazenamentos mínimos operacionais até o final do período úmido em abril de 2018. A expectativa de armazenamento ao final do mês de janeiro é de 33,8% na UHE Três Marias e de 20,8% na UHE Sobradinho.

2.8. O risco de qualquer déficit de energia em 2018 é igual a 1,2% e 0,0% para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, respectivamente, considerando a configuração do sistema do Programa Mensal de Operação - PMO de janeiro 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 chuvosa de 2018.

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

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

3.1. A Secretaria de Energia Elétrica - SEE/MME iniciou apresentando um balanço preliminar da expansão de geração e transmissão no ano 2017. Em dezembro de 2017 entraram em operação comercial 1.178,5 MW de capacidade instalada de geração, 4.249 km de linhas de transmissão e 8.613 MVA de transformação na Rede Básica. Assim, os valores preliminares de expansão do sistema elétrico no ano 2017 totalizam 7.393,5 MW de capacidade instalada de geração, 6.130 km de linhas de transmissão de Rede Básica e conexões de usinas e 19.597 MVA de transformação na Rede Básica.

3.2. Destaca-se que, no ano 2017, a expansão da capacidade instalada de geração ultrapassou em 23,8% a previsão inicial para o ano 2017 (5.971,5 MW). A capacidade instalada total de geração de energia elétrica do sistema elétrico brasileiro atingiu 157,1 GW, sendo composta 63,8% por fonte hidráulica, 27,8% térmica, 7,8% eólica e 0,6% solar. Em relação à geração distribuída - GD, foi destacado que ao final do ano 2017 o montante total instalado atingiu 210,2 MW, distribuídos em 19.413 unidades consumidoras com GD.

3.3. Foi destacada a conclusão do enchimento do reservatório da UHE São Manoel. Assim, em 28 de dezembro de 2017 entrou em operação comercial sua primeira unidade geradora – UG1, com 175 MW. A segunda UG está em operação em teste, com previsão de conclusão em janeiro de 2018. Os membros do CMSE avaliaram como importante uma análise por parte do ONS e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE se haverá restrições de transmissão para escoamento de energia das usinas da bacia do rio Teles Pires, considerando a entrada em operação da UHE São Manoel e demais usinas previstas na região, quais os impactos comerciais que porventura poderiam surgir e quais as ações corretivas e mitigadoras.

Deliberação: o ONS e a CCEE deverão avaliar se haverá restrições de transmissão para escoamento de energia das usinas da bacia do rio Teles Pires, a partir da entrada em operação da UHE São Manoel e demais usinas previstas na região, quais os impactos comerciais que porventura possam surgir e quais as ações corretivas e mitigadoras.

3.4. No ano 2017, a expansão das linhas de transmissão de Rede Básica ultrapassou em 74,8% a previsão inicial (3.506,9 km). O destaque do mês foi a entrada em operação, em 12 de dezembro de 2017, do sistema em 800 kV e Corrente Contínua - CC Xingu/Estreito C-1 e Estações Conversoras, com 4.184 km e 7.850 MVA, instalações que compõem o primeiro Bipolo para escoamento de energia da UHE Belo Monte.

3.5. Para o ano 2018 está prevista expansão de 5.739 MW de capacidade instalada de geração, 3.262 km de linhas de transmissão e 11.181 MVA de transformação na Rede Básica.

3.6. Foram apresentadas as datas de tendência para operação comercial das usinas, conforme reunião mensal do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, realizada em 21 de dezembro de 2017. Os membros do CMSE avaliaram a data de previsão da usina termelétrica - UTE Novo Tempo, que passou por processo de transferência de localidade e titularidade recentemente na ANEEL. Foi decidido ajustar sua data de “sem previsão” para a data de 1º de janeiro de 2021, conforme disposto no Despacho ANEEL nº 373/2017.

Deliberação: o CMSE decidiu ajustar a data da UTE Novo Tempo, passando de “sem previsão” para a data de 1º de janeiro de 2021, conforme disposto no Despacho ANEEL nº 373/2017.

3.7. Em seguida, o Comitê homologou as datas de tendência para operação comercial das usinas, conforme reunião mensal do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração realizada em 21 de dezembro de 2017, e encaminhadas aos membros do CMSE pelo Ofício-Circular nº 15/2017/CGEG/DMSE/SEE-MME, em 26 de dezembro de 2017, bem como alterou a data da UTE Novo Tempo, passando de “sem previsão” para a data de 1º de janeiro de 2021, conforme disposto no Despacho ANEEL nº 373/2017. Foram homologadas também as datas de tendência das usinas que negociaram energia no Leilão de Energia Nova A-6, realizado em 20 de dezembro de 2017, considerando a entrada em operação em 1º de janeiro de 2023, data de início de suprimento.

3.8. 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 20 de dezembro de 2017, e encaminhadas aos membros do CMSE pelo Ofício Circular nº 14/2017/CGET/DMSE/SEE-MME, em 28 de dezembro de 2017.

4. APRESENTAÇÃO DO RESULTADO DO LEILÃO DE TRANSMISSÃO Nº 2/2017

4.1. A ANEEL apresentou os resultados do Leilão de Transmissão nº 02/2017, realizado no dia 15 de dezembro de 2017. O leilão foi caracterizado por muitos recordes para sessões do tipo, com expressiva participação dos agentes e interessados no certame, cerca de 1.200 pessoas presentes na sessão e grande quantidade de acessos à transmissão ao vivo pela internet. Foram distribuídos *folders* em português, inglês e espanhol, com presença de muitos jornalistas e veículos de comunicação.

4.2. Houve participação de 47 proponentes, sendo 22 consórcios, com média de 14 proponentes inscritos por lote. Foram vendidos todos os 11 lotes ofertados, o que representa 100% de contratação dos empreendimentos incluídos no leilão. O investimento previsto é da ordem de R\$ 8,75 bilhões, com deságio médio de 40,46%, representando expansão de 10.416 km de linhas de transmissão e 4.919 MVA de capacidade de transformação.

4.3. Os membros do CMSE destacaram o excelente momento para o setor elétrico, com a retomada do interesse dos agentes pelos empreendimentos de transmissão. Pontuaram como preponderante para esta situação, a melhoria do ambiente de negócios e as diversas iniciativas do MME, em conjunto com as demais instituições, no sentido de dar transparência e segurança para os investimentos, além de todas as melhorias e avanços relacionados ao processo de definição e concepção dos leilões.

5. APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS DOS LEILÕES DE ENERGIA EXISTENTE Nº 17 E Nº 18 E DOS LEILÕES DE ENERGIA NOVA Nº 25 E Nº 26

5.1. A CCEE iniciou sua apresentação fazendo uma contextualização geral da evolução da sistemática de realização dos leilões de energia nos últimos anos, desde 2008. O processo foi sendo aprimorado, sempre buscando maior transparência e competitividade. Foi mostrado um histórico dos resultados dos leilões, estratificado por tipo de leilão e de fonte, além da evolução dos preços médios resultantes.

5.2. Apresentou os resultados dos Leilões de Energia Existente – LEE nº 17 e 18 e dos Leilões de Energia Nova – LEN nº 25 e 26, realizados em dezembro de 2017, resumidos conforme a seguir:

- LEN nº 25 (A-4), com entrega de energia a partir de janeiro de 2021:
 - 25 usinas vencedoras, distribuídas em 8 estados: 19 no Nordeste e 6 no Sudeste;
 - Total de 674,5 MW de capacidade instalada e 228,7 MW médios de garantia física;

- Preço médio de venda: R\$ 144,51/MWh;
- Fontes: Eólica, Solar, Hidráulica e Térmica a Biomassa.
- LEN nº 26 (A-6), com entrega de energia a partir de janeiro de 2023:
 - 63 usinas vencedoras, distribuídas em 14 estados: 4 no Norte, 45 no Nordeste, 5 no Sul e 9 no Sudeste/Centro-Oeste;
 - Total de 3.841,6 MW de capacidade instalada e 2.930,9 MW médios de garantia física;
 - Preço médio de venda: R\$ 189,45/MWh;
 - Fontes: Eólica, Gás Natural, Hidráulica e Térmicas a Biomassa.
- LEE nº 17 e 18 (A-1 e A-2), com entrega de energia a partir de janeiro de 2018 e de 2019, respectivamente:
 - 8 vencedores no A-1 e 13 vencedores no A-2;
 - Montante: 288 MW médios no A-1 e 423 MW médios no A-2;
 - Preço médio de venda: R\$ 177,46/MWh no A-1 e R\$ 174,52/MWh no A-2.

5.3. Os membros do CMSE avaliaram que os leilões de energia realizados em dezembro de 2017 foram muito bons, com destaque para a contratação de térmicas a gás natural com Custo Variável Unitário – CVU relativamente baixo. Nesse ponto foi destacada a iniciativa “Gás para Crescer”, coordenada pelo MME, que tem trabalhado buscando trazer melhorias para o ambiente de negócios envolvendo o gás natural, e que contribuiu para o resultado positivo do último leilão.

5.4. Sobre os leilões de Energia Nova, foi solicitado pelos membros do CMSE que seja aprofundada a análise da metodologia de comparação do preço da energia resultante (Índice de Custo Benefício - ICB dos leilões, ICB real e CVU), considerando as características e os custos efetivos de cada tipo de fonte, buscando apresentar os resultados com maior clareza e aprimorar o entendimento da sociedade em relação à importância da correta alocação de cada uma das fontes de geração em nossa matriz de geração de energia elétrica. Também foi solicitado que haja um estudo para avaliar a realocação da energia contratada a maior em razão da contratação de usina marginal nos leilões.

5.5. Sobre os leilões de Energia Existente, foi indicado que seja feito estudo para avaliar mecanismo para compatibilizar o submercado da energia ofertada no leilão com aquele em que o distribuidor comprador está localizado.

Deliberação: a CCEE e a EPE deverão aprofundar a análise da metodologia de comparação do preço da energia resultante dos leilões (ICB dos leilões, ICB real e CVUs), considerando as características e os custos efetivos de cada tipo de fonte, visando dar maior transparência, buscando apresentar os resultados com maior clareza e aprimorar o entendimento da sociedade em relação à importância da correta alocação de cada uma das fontes de geração em nossa matriz de geração de energia elétrica.

Deliberação: o MME, ANEEL, CCEE e EPE deverão realizar análise aprofundada sobre os seguintes temas:

- Estudo para avaliar a realocação da energia contratada a maior em razão da contratação de usina marginal nos leilões; e,
- Estudo para avaliar mecanismo para compatibilizar o submercado da energia ofertada no leilão com aquele em que o distribuidor comprador está localizado.

6. ATENDIMENTO À REGIÃO OESTE DO PARÁ – TRAMO OESTE

6.1. O ONS apresentou revisão do estudo sobre as condições de atendimento à região oeste do Pará, denominada Tramo Oeste, para o horizonte de 2018 a 2022, em atendimento a solicitação do MME, de modo a avaliar se persiste a necessidade de instalação de geração térmica para o ano 2018, conforme apresentado na 180ª Reunião do CMSE, em 3 de maio de 2017, e relatado nos assuntos gerais da 183ª Reunião do CMSE, em 3 de agosto de 2017. Esta revisão considerou como premissas nova previsão de carga enviada pela distribuidora Celpa ao ONS, que apresentou redução entre 4% e 25% em todo o horizonte do estudo.

6.2. O estudo concluiu que, para os anos 2018 e 2019, não será necessária instalação de geração térmica para controlar as condições de estabilidade de tensão em regime permanente na região do Tramo Oeste. A partir da entrada em operação do Compensador Síncrono – CS de (-55/110) Mvar/230 kV na subestação - SE Rurópolis, previsto para maio de 2019, será possível eliminar a necessidade de geração térmica até o ano 2022. A instalação do CS permite ampliar os fluxos máximos nas linhas de transmissão - LT que atendem a região.

6.3. Desse modo, considerando a entrada em operação de toda a solução estrutural prevista para atendimento ao Tramo Oeste, 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, não há necessidade de instalação de geração térmica para atendimento à região.

6.4. Adicionalmente, o ONS avaliou o desempenho do atual sistema de transmissão em 230 kV que atende ao Tramo Oeste. No ano de 2017 ocorreram nove perturbações com origem no sistema de 230 kV, das quais quatro foram originadas por queimadas e duas por aproximação de vegetação. Das nove ocorrências, sete ocasionaram abertura da LT 230 kV Tucuruí - Altamira, resultando no ilhamento das cargas do Tramo Oeste com as usinas hidrelétricas Curuá-Una e Pimental. Como a CELPA ainda não implantou o Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC recomendado pelo ONS, quando há abertura da referida LT ocorre o desligamento total das cargas da região.

6.5. Assim, considerando que a Eletronorte é a proprietária da LT 230 kV Tucuruí - Altamira e a Celpa é a concessionária de distribuição da região, o CMSE deliberou as seguintes ações na busca de melhoria no suprimento de energia à região do Tramo Oeste:

Deliberação: a Eletronorte deverá atuar para melhorar o desempenho da LT 230 kV Tucuruí - Altamira, buscando mitigar as causas de desligamento da linha e melhorar as condições de suprimento de energia ao Tramo Oeste.

Deliberação: o CMSE recomenda à distribuidora Celpa que seja agilizada a implantação do ERAC para a região do Tramo Oeste, conforme recomendação do ONS, de modo a minimizar as consequências dos desligamentos da LT 230 kV Tucuruí – Altamira e melhorar as condições de suprimento de energia ao Tramo Oeste.

Deliberação: a ANEEL deverá atuar junto à transmissora Eletronorte e à distribuidora CELPA para verificar as condições de atendimento à região do Tramo Oeste, buscando melhorar o suprimento de energia à região.

7. MONITORAMENTO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

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

7.2. Primeiramente, foi informado que, em relação ao resultado médio do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, no mês de novembro, o *Generation Scaling Factor* – GSF referente à parcela não repactuada correspondeu a 67%, o que, associado ao PLD verificado no período (valor médio de R\$ 425,17 / MWh para o SE/CO) implicou no aumento de aproximadamente R\$ 445 milhões dos débitos referentes à essa parcela.

7.3. Já o GSF repactuado correspondeu a 72% no mês, o que implicou em um repasse do risco hidrológico aos consumidores do ACR de R\$ 777 milhões. O valor acumulado até a contabilização de novembro é de R\$ 5,89 bilhões, tendo sido arrecadado até dezembro de 2017 um total de R\$ 21,4 milhões, referentes ao pagamento de prêmio de risco pelos geradores em função da repactuação.

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

7.5. Em relação à liquidação financeira de novembro, a ser realizada no dia 9 de janeiro de 2018, foi contabilizado um total de R\$ 10,07 bilhões, sendo R\$ 4,01 bilhões correspondente ao MCP. Desse montante, a expectativa é que haja pagamento de 65%. Sobre os créditos desta liquidação, a previsão é que os agentes não amparados por liminares de preferência no recebimento dos créditos recebam cerca de 8,5% do montante a eles devido.

7.6. Adicionalmente, foi informado que, na liquidação financeira referente a novembro de 2017, haverá o repasse de aproximadamente R\$ 300 milhões de recursos excedentes da Conta de Energia de Reserva – CONER aos agentes com perfis de consumo, sendo R\$ 224 milhões (75%) destinado às distribuidoras.

7.7. A CCEE mencionou ainda que em novembro de 2017 ocorreu importação de energia proveniente do Uruguai no montante de 268 MW médios, representando cerca de R\$ 88 milhões.

8. ATENDIMENTO AOS SISTEMAS ISOLADOS – MP 814/2017

8.1. A SEE/MME apresentou histórico de tratativas para atendimento aos sistemas isolados do Acre e de Rondônia. A Lei 12.111/2009 não previu alternativas para os casos em que houvesse atraso no processo de contratação e entrada em operação das alternativas de suprimento de energia elétrica às comunidades isoladas, ultrapassando o prazo máximo fixado de 36 meses para os casos em que haja comprometimento do suprimento de energia elétrica.

8.2. Para que não houvesse interrupção do abastecimento de energia, as distribuidoras Ceron e Eletroacre mantiveram contratos de suprimento de energia aos seus sistemas isolados, mesmo sem garantia de recuperação dos custos. A Medida Provisória - MP 814/2017 alterou a Lei nº 12.111/2009, permitindo a prorrogação dos contratos de fornecimento dos sistemas isolados para além dos 36 meses previstos anteriormente, mediante reconhecimento pelo CMSE do comprometimento do suprimento.

8.3. Assim, tendo em vista o cenário apresentado, o CMSE deliberou conforme segue:

Deliberação: tendo em vista o disposto nos §§ 2º e 3º do art. 2º da Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, incluídos pela Medida Provisória nº 814, de 28 de dezembro de 2017, o CMSE reconhece que, sem a manutenção dos contratos celebrados por Eletroacre e Ceron, prorrogados nos termos do § 1º do art. 2º da Lei nº 12.111, de 2009, referentes ao suprimento dos sistemas isolados, até a data de entrada em operação comercial do vencedor do processo licitatório de que trata o caput do art. 1º da referida Lei ou do contratado na forma prevista em seu § 1º do art. 1º, haveria comprometimento do suprimento de energia elétrica nos sistemas isolados atendidos pelas mencionadas Distribuidoras.

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

9.1. A SEE/MME apresentou os principais itens avaliados, no mês de dezembro, pelo Comitê de Acompanhamento e Avaliação Permanente do Mercado, a citar: monitoramento de comercializadores e consumidores, judicialização do GSF, regulamentação do deslocamento hidráulico de origem energética, entre outros.

9.2. Adicionalmente, informou que a Consulta Pública MME nº 42/2017, que trata dos impactos da adoção de preço horário no mercado de energia elétrica, teve seu prazo de contribuições ampliado até o dia 19 de janeiro de 2018.

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

10.1. O ONS fez um relato do Boletim de Interrupção de Suprimento de Energia - BISE do período de 5 de dezembro de 2017 a 4 de janeiro de 2018, contemplando cinco ocorrências com interrupção de carga superior a 100 MW e duração acima de 10 minutos.

10.2. Foi detalhada a perturbação envolvendo a barra 230 kV da SE Itabira 2, em Minas Gerais, no dia 25 de dezembro de 2017 às 22h17, que resultou no corte de cerca de 236 MW de cargas na região. A perturbação teve início com um curto-circuito fase-terra decorrente de explosão do Transformador de Corrente - TC de 230 kV do vão para a SE Itabira 4. Como consequência houve desligamento de todas as cargas da SE Itabira 2.

10.3. O TC causador da perturbação é de fabricação Balteau, modelo SAX-245. A Cemig GT possuía nove unidades deste modelo e, após a ocorrência, foram substituídas três unidades. Desde 2014 a Cemig GT vem adotando procedimentos adicionais de monitoramento desses TCs, com redução dos intervalos de manutenção preventiva e preditiva, entretanto não havia sido identificada anormalidade nos últimos testes realizados. Há previsão de substituição de todas as unidades desse TC até 2020.

11. ASSUNTOS GERAIS

11.1. 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 Grüdtnner, Secretário-Executivo do CMSE Substituto.

LISTA DE PARTICIPANTES

NOME	ÓRGÃO
Paulo Pedrosa	MME
Moacir Carlos Bertol	MME
Renata Beckert Isfer	MME
Ildo W. Grüdtner	MME
Thiago Barral	EPE
Amilcar Guerreiro	EPE
Ronaldo Schuck	ONS
André Krauss	MME
Renato Dalla Lana	MME
Romeu Donizete Rufino	ANEEL
André Pepitone da Nóbrega	ANEEL
Romário Batista	ANEEL
Gentil Nogueira de Sá	ANEEL
Rui Guilherme	CCEE
Solange David	CCEE
Fabiana Gazzoni Cepeda	MME
Sergio Amorim Pacheco	MME
Guilherme Silva de Godoi	MME
André Grobério Lopes Perim	MME
Ubiratan Francisco Castellano	MME
Lorena Melo Silva	MME
Marcio Felix C. Bezerra	MME
Layse Lacerda	MME
Elizeu Pereira Vicente	MME
Igor Souza Ribeiro	MME
Rutelly Marques da Silva	MME
Luiz Eduardo Barata Ferreira	ONS

Anexo 1:	Nota Informativa - 194ª Reunião do CMSE (04-01-2018) (SEI nº 0122161);
----------	--

Anexo 2:	Datas de Tendência das Usinas - 194ª Reunião do CMSE (04-01-2018) (SEI nº 0122167);
Anexo 3:	Datas de Tendência da Transmissão - 194ª Reunião do CMSE (04-01-2018) (SEI nº 0122169).



Documento assinado eletronicamente por **Ildo Wilson Grüdtner**, **Secretário-Adjunto de Energia Elétrica**, em 18/01/2018, às 19:11, 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 **0122158** e o código CRC **FB5568E8**.

Referência: Processo nº 48300.000033/2018-39

SEI nº 0122158