



Ministério de Minas e Energia

CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

ATA DA 163ª REUNIÃO

Data: 13 de janeiro de 2016

Horário: 14h30

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

Participantes: Lista Anexa

1. ABERTURA

A reunião foi aberta pelo Secretário-Executivo do Ministério de Minas e Energia – MME, Luiz Eduardo Barata Ferreira, que agradeceu a presença de todos e informou que o Ministro Carlos Eduardo de Souza Braga não participaria da reunião devido a compromissos de agenda.

Em seguida, o Secretário de Energia Elétrica do MME, Ildo Wilson Grüdtner, submeteu à apreciação a Ata da 162ª Reunião Ordinária do Comitê, realizada em 9 de dezembro de 2015, sendo aprovada por unanimidade. Foram destacadas as deliberações aprovadas na respectiva Ata.

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

O Cepel apresentou a evolução das Energias Naturais Afluentes – ENAs diárias dos quatro subsistemas do SIN, de julho a dezembro de 2015. No Sudeste/Centro-Oeste, o comportamento foi melhor que no ano 2014, com aumento gradativo da ENA verificada até o final do ano 2015. No Sul, os totais foram muito acima da média histórica, com grande quantidade de chuvas. No Nordeste, o ano 2015 foi muito ruim, com valores bem abaixo da média histórica. No Norte, também foram verificados valores abaixo da média histórica.

Foi destacada a mudança, a partir do Programa Mensal da Operação – PMO de janeiro de 2016, na quantidade de reservatórios equivalentes de energia representados no programa Newave. Na nova versão do programa, são considerados nove reservatórios equivalentes de energia e quatro submercados. Esta mudança melhora a representação

da diversidade hidrológica das bacias hidrográficas ao considerar mais reservatórios equivalentes por submercado.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS apresentou a avaliação das condições eletroenergéticas de atendimento ao SIN. Em relação aos valores verificados de chuvas, destacou que, em dezembro de 2015, as bacias do subsistema Sul apresentaram totais de precipitação acima da média, assim como as bacias dos rios Paraná e Paranapanema. Nas demais bacias do país os acumulados do mês estiveram inferiores aos valores médios históricos. Nos primeiros dias de janeiro de 2016, os valores mais significativos de precipitação ocorreram nas bacias da Região Sul e dos rios Paranaíba, Grande, São Francisco e Tocantins.

Sobre a precipitação futura, segundo previsão do CEMADEN e do CPTEC/INPE, em reunião realizada em 12 de janeiro de 2016, nos próximos 7 dias a situação hidrometeorológica estará dominada pela atuação da primeira Zona de Convergência do Atlântico Sul - ZCAS da estação chuvosa atual. Assim, são esperados valores superiores à média histórica nas bacias dos rios Grande, Paranaíba, São Francisco e Tocantins. Nas bacias do Sul as precipitações serão relativamente escassas.

Para segunda semana, espera-se precipitação próxima ou superior à média histórica na região central do Brasil, incluindo as bacias do Tocantins e São Francisco. Na Região Norte espera-se precipitação inferior à média histórica.

O fenômeno El Niño vem apresentando sinais de declínio nas últimas semanas. As previsões da maioria dos modelos acoplados e oceânicos indicam que o fenômeno estará em processo de enfraquecimento nos próximos meses, porém, ainda representando um condicionante climático relevante de longo prazo.

A respeito dos níveis de armazenamento dos subsistemas, conforme previsão do PMO de janeiro de 2016, a estimativa é atingir ao final do mês um armazenamento (%EAR_{máx}) de 39,2% no Sudeste/Centro-Oeste, 94,8% no Sul, 8,4% no Nordeste e 20,7% no Norte.

Em relação à carga do SIN, no acumulado do ano 2015 houve redução de 1,8 % em relação ao ano 2014. A previsão para o ano 2016 é de crescimento de 1,0 %.

Adicionalmente, o Comitê aprovou a Nota Informativa em anexo, que aborda o suprimento de energia elétrica ao SIN.

3. MONITORAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

A Secretaria de Energia Elétrica – SEE/MME iniciou apresentando os valores consolidados de expansão de geração de energia elétrica no ano 2015. Foi destacada a ultrapassagem do valor da meta de expansão da geração prevista para 2015. Entraram em operação 6,4 GW, sendo composto por 2,4 GW de fonte hidráulica, 1,4 GW de fonte térmica e 2,6 GW de fonte eólica. Com isso, a capacidade total do sistema elétrico brasileiro atingiu 140,9 GW de potência instalada em dezembro de 2015.

Sobre os empreendimentos em construção, estão sendo monitoradas 604 usinas, totalizando 41,2 GW de potência. Desde a última reunião do Comitê, realizada em 9 de dezembro de 2015, até 12 de janeiro de 2016, entraram em operação comercial 1.691 MW de capacidade instalada no SIN, sendo 1.685 MW referentes a usinas do Ambiente de Contratação Regulada – ACR e 6 MW do Ambiente de Contratação Livre – ACL. Considerando somente o ano 2016, já entraram em operação comercial 407 MW de 1º a 12 de janeiro.

Do montante de expansão da oferta de geração em dezembro de 2015, destaca-se a entrada em operação comercial da Unidade Geradora - UG 02 (364,0 MW) da UHE Teles Pires. Nos primeiros 12 dias de janeiro de 2016, destaca-se a entrada em operação comercial das UGs 17, 18 e 19 (total 225,0 MW) da UHE Jirau.

Em relação ao monitoramento das obras de transmissão, o total de expansão no ano 2015 foi de 3 mil km de linhas e 14,7 GVA de capacidade de transformação. Com isso, o total instalado no sistema elétrico brasileiro em dezembro de 2015 atingiu 128,8 mil km de linhas de transmissão, com tensão maior ou igual a 230 kV.

Sobre os empreendimentos em construção, estão sendo monitorados 27,4 mil km de linhas de transmissão e 42,7 GVA de capacidade de transformação, cadastrados na base do Sistema de Gestão da Transmissão – SIGET/ANEEL. No mês de dezembro de 2015, entraram em operação 315 km, composto pela Linha de Transmissão – LT 230 kV Pimenta Bueno-Vilhena C3, com 161 km, e pela LT 230 kV Samuel-Ariquemes C3, com 154 km, que melhoram as condições de atendimento aos Estados de Acre e Rondônia. Sobre novos transformadores – TR, foram concluídos 233 MVA em dezembro de 2015 e 150 MVA em janeiro de 2016, com destaque para a entrada em operação dos TR 1 e 2 de 230/69 kV – 150 MVA cada, da SE Lagoa Nova II.

Em relação aos empreendimentos de transmissão considerados prioritários, em dezembro de 2015 foi emitida a Licença de Instalação – LI da LT 500 kV Itatiba – Bateias e da LT 230 kV Serra da Mesa – Niquelândia, a Licença Prévia – LP da LT 500 kV Estreito – Fernão Dias C1/C2 e, em janeiro de 2016, a LI da LT CC 800 kV Xingu – Estreito.

Foi relatado o andamento das atividades do grupo de trabalho, criado conforme deliberação da 157ª reunião do CMSE, que tem o objetivo de revisitar o processo de leilões de transmissão, visando estabelecer ações para garantir a implantação das obras dentro dos prazos estabelecidos nos contratos de concessão, e que em breve os resultados serão apresentados ao Comitê. Em seguida, foi solicitado à ANEEL que apresente as ações da Agência frente aos atrasos das obras de transmissão.

Deliberação: A ANEEL deverá apresentar ao Comitê as ações realizadas pela Agência para evitar atrasos na entrada em operação das linhas de transmissão e subestações.

4. HOMOLOGAÇÃO DAS “DATAS DE TENDÊNCIA” DA OPERAÇÃO COMERCIAL DE USINAS E DA TRANSMISSÃO

O Comitê homologou as datas de tendência para operação comercial das usinas, conforme analisadas na reunião mensal de 17 de dezembro de 2015 do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, coordenado pelo DMSE/SEE/MME, e encaminhadas aos membros do CMSE pelo Ofício Circular nº 20/2015-SEE-MME, em 18 de dezembro de 2015.

As datas de tendência para operação comercial de linhas de transmissão e subestações foram homologadas parcialmente pelos membros do Comitê, conforme analisadas na reunião mensal de 16 de dezembro de 2015, do Grupo de Monitoramento da Expansão da Transmissão, coordenado pelo DMSE/SEE/MME, e encaminhadas aos membros do CMSE pelo Ofício Circular nº 01/2016-SEE-MME, em 12 de janeiro de 2016. As exceções foram as datas das Instalações de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração – ICGs Morro do Chapéu, Touros II e Ibiapina II, cujas datas de entrada em operação foram atualizadas de acordo com o cronograma apresentado pela Eletrobras Chesf na 162ª reunião do CMSE, sendo:

- Morro do Chapéu: julho/2016;
- Touros II: maio/2016; e,
- Ibiapina II: junho/2016.

5. ATENDIMENTO À PONTA DE CARGA DO SIN NO ANO 2016

O ONS iniciou explicando que foi realizada análise das condições de atendimento à demanda máxima no SIN, no período de janeiro a março de 2016, considerando a operação especial da bacia do rio São Francisco, consequência do cenário hidroenergético desfavorável da região Nordeste.

Como premissa do estudo foi considerada a disponibilidade conjuntural das usinas hidrelétricas – UHEs do rio São Francisco, a disponibilidade das demais usinas do SIN

considerando as manutenções declaradas pelos agentes, o fator de capacidade das usinas eólicas da ordem de 20%, as perdas por deplecionamento e afogamento do canal de fuga das UHEs, a indisponibilidade das usinas do rio Doce e outras restrições operativas conjunturais.

A demanda máxima instantânea prevista no SIN em janeiro de 2016 é de 81.531 MW, em fevereiro é de 84.711 MW e em março é de 83.616 MW.

Para o mês de janeiro de 2016, a demanda máxima instantânea é atendida e há sobra de cerca de 1.300 MW de potência. No mês de fevereiro, no cenário do subsistema Sudeste/Centro-Oeste exportador de energia para o Norte e Nordeste, há sobra de cerca de 1.350 MW de potência. No cenário Norte exportador de energia para o Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, há sobra de cerca de 1.730 MW de potência. Já para o mês de março, há sobra de cerca de 5.500 MW de potência. Assim, não são esperadas dificuldades de atendimento à ponta de carga do SIN no ano 2016.

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

O ONS fez um relato do Boletim de Interrupção de Suprimento de Energia – BISE do período de 09 de dezembro de 2015 a 13 de janeiro de 2016, que contempla interrupções de carga superiores a 100 MW e duração acima de 10 minutos, destacando as seguintes:

Perturbação na SE Anhanguera, em São Paulo, ocorrida no dia 04/01/2016 às 6h06, que iniciou com desligamento da barra 5 de 88 kV, com corte de 116 MW de cargas e duração total de 29 min, cuja causa foi a presença de gás no transformador de aterramento. Para equacionamento da questão, o agente está providenciando a substituição do equipamento.

Perturbação na SE Montes Claros, em Minas Gerais, ocorrida no dia 11/01/2016 às 15h21, que iniciou com abertura do disjuntor 1P4, por atuação acidental da proteção de falha de disjuntor, com corte de 461 MW de cargas.

Perturbação envolvendo a Interligação Acre-Rondônia, ocorrida no dia 30/12/2015 às 2h53, que iniciou com desligamento automático da LT 230 kV Porto Velho/Abunã C-2, devido a curto-circuito monofásico, com corte de 148 MW de cargas e duração de 35 min.

7. MONITORAMENTO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A CCEE informou que a contabilização financeira referente ao mês de setembro de 2015, envolvendo agentes que comercializam energia nos Ambientes de Comercialização Regulado – ACR e Livre – ACL, ainda não foi realizada. Do montante total de R\$ 4,2 bilhões resultado da liquidação do referido mês, foram arrecadados 33,43%. Dos 66,57 % restantes, a grande maioria está relacionada a liminares concedidas contra a redução do *Generation Scaling Factor* – GSF. Assim, as contabilizações financeiras referentes aos meses de outubro, novembro e dezembro de 2015 também não foram realizadas ainda.

Foi destacado que todas as empresas distribuidoras estão adimplentes no mercado de curto prazo. A CCEE continua em contato com os agentes e associações que possuem liminares e a expectativa é que se possa resolver esta questão com brevidade.

8. RESULTADOS DO GRUPO DE TRABALHO DE REGULAMENTAÇÃO E PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO

Este item foi retirado de pauta.

9. AVALIAÇÃO DO ATENDIMENTO A MANAUS

O ONS apresentou as condições de atendimento a Manaus até agosto de 2016, período de realização dos Jogos Olímpicos. Foi destacado que a descontratação de 155 MW de geração térmica na região, prevista para janeiro e fevereiro de 2016, referente às usinas de Flores (80 MW), Iranduba (25 MW) e São José (50 MW), poderá acarretar cortes de cargas no subsistema Manaus na perda simples de um transformador de 230/69 kV da SE Manaus ou na perda dupla das linhas de 230 kV Lechuga – Manaus, além de cortes de cargas no subsistema Mauá na perda dupla das linhas de 230 kV Jorge Teixeira – Mauá 3. Informou ainda a necessidade de permanência da geração atualmente disponível no Bloco IV da Usina Termoelétrica de Mauá, de propriedade da Eletrobras Amazonas GT. Também informou que a saída de operação das citadas usinas conduziria a violações no limite de segurança de atendimento na perda dupla da interligação em 500 kV, com corte controlado de cargas, levando o sistema de Manaus a risco de blecautes.

Adicionalmente, de acordo com informações da Eletrobras Amazonas Distribuição, a retirada de operação da usina de Flores ocasiona sobrecarga em regime normal na subestação Flores 69/13,8 kV. A descontratação da UTE Iranduba ocasiona subtensão em regime normal nas subestações 69/13,8kV Iranduba e Manacapuru, além de reduzir a confiabilidade na malha que interliga essas subestações, e a retirada da UTE São José

ocasiona aumento da vulnerabilidade perante contingências simples nas linhas do sistema de 69 kV e acarreta cortes de carga na subestação Mauá na perda simples de um transformador.

Deste modo, foi concluído que, para garantir a confiabilidade no suprimento às cargas dos consumidores de Manaus, sem corte de carga em regime normal e para o critério N-1, e para evitar blecautes na ocorrência de perdas duplas de linhas de 230 e 500 kV, é necessário manter os contratos de locação das usinas de Flores, Iranduba e São José, manter a geração atualmente disponível no Bloco IV da Usina Termoelétrica de Mauá, bem como disponibilizar uma potência adicional, referente às unidades de contingência nas usinas de Ponta Negra, Manauara, Tambaqui e Jaraqui, com a maior brevidade possível. Além disso, a Eletrobras Distribuição Amazonas deverá realizar remanejamento de cargas entre os subsistemas, de modo a minimizar a necessidade de geração térmica adicional.

Deliberação: O CMSE deliberou pela contratação, em caráter emergencial por 180 dias, pela Eletrobras Amazonas Geração e Transmissão de Energia, de um montante de geração térmica de 155 MW, nos locais das atuais usinas de Flores (80 MW), Iranduba (25 MW) e São José (50 MW), para atendimento à região metropolitana de Manaus, assim como a permanência da geração atualmente disponível no Bloco IV da Usina Termoelétrica de Mauá. O custo de toda essa geração deverá ser coberto por Encargo de Serviços do Sistema – ESS.

Deliberação: O CMSE deliberou que o ONS e a EPE coordenem a realização de estudo, no prazo de 30 dias, com a participação da Eletrobras Eletronorte, da Eletrobras Amazonas Geração e Transmissão de Energia, da Eletrobras Distribuição Amazonas e de outros agentes, se necessário, para avaliação completa dos sistemas de transmissão e de distribuição para atendimento à região metropolitana de Manaus, nos horizontes de curto, médio e longo prazos, elencando as medidas operativas, o tempo necessário de permanência das térmicas emergenciais e as soluções estruturantes necessárias para a região, de modo a eliminar a necessidade de complementação térmica interna no sistema de distribuição.

10. AVALIAÇÃO DOS LIMITES DE INTERCÂMBIO ASSOCIADOS AO ESCOAMENTO DA ENERGIA DA UHE BELO MONTE

A Secretaria Executiva do MME relatou que foi realizada reunião envolvendo o MME, ONS e EPE para avaliar os limites de intercâmbio associados ao escoamento da UHE Belo Monte. Destacou que o grave problema financeiro enfrentado pela empresa vencedora do Lote I do Leilão de Transmissão nº 01/2013-ANEEL (LT 500 kV Xingu - Parauapebas - Miracema C1/C2, LT 500 kV Parauapebas - Itacaiúnas e SE Parauapebas 500 kV), impacta diretamente a avaliação desses limites devido ao consequente atraso dos cronogramas, tendo em vista que este lote faz parte do conjunto de obras necessárias para escoamento completo da energia de Belo Monte. Outras importantes linhas de transmissão também estão sob responsabilidade desse empreendedor. Assim, deverá ser aprofundado o estudo pelo ONS e EPE sobre o tema e apresentado ao Comitê.

Deliberação: O ONS e EPE deverão concluir e apresentar ao CMSE estudo referente aos limites de intercâmbio associados ao escoamento de energia da UHE Belo Monte.

11. BALANÇO DAS AÇÕES DO CMSE EM 2015

Este item foi retirado de pauta.

12. ASSUNTOS GERAIS

O Cepel apresentou ao Comitê as fotos do Laboratório de Ultra-Alta Tensão Externo, que está em fase final de conclusão, localizado na Unidade do Cepel de Adrianópolis, Rio de Janeiro, representando importante avanço no desenvolvimento de estudos e pesquisas para o setor elétrico.

Nada mais havendo, foi encerrada a reunião.

LISTA DE PARTICIPANTES

NOME	ÓRGÃO
Luiz Eduardo Barata Ferreira	MME
Edvaldo Luis Risso	MME
Moacir Carlos Bertol	MME
José Jurhosa Jr.	ANEEL
André Pepitone da Nóbrega	ANEEL
Reive Barros Santos	ANEEL
Christiano Vieira da Silva	ANEEL
Rui Guilherme A. Silva	CCEE
Solange David	CCEE
Albert Melo	CEPEL
Maria Elvira P. Maceira	CEPEL
Josias Matos de Araújo	ELETROBRAS
Renato Soares Sacramento	ELETROBRAS
Ricardo Suassuna	MME
Symone C. S. Araújo	MME
Ildo Wilson Grüdtner	MME
João Souto	MME
Robésio Maciel de Sena	MME
Maurício T. Tomasquim	EPE
Almicar G. Guerreiro	EPE
Hermes J. Chipp	ONS
Francisco Arteiro	ONS
Alvaro Fleury V. da Silveira	ONS
José Cesário Cecchi	ANP
Marcelo M. Caetano	ANP
José da Costa Carvalho Neto	ELETROBRAS
José Antônio Muniz Lopes	ELETROBRAS
Domingos Romeu Andreatta	MME
André Grobério L. Perim	MME

Rodrigo Fornari	MME
Verônica Sousa	MME
Elizeu Pereira Vicente	MME
Ricardo P. Monteiro	MME
Igor Souza Ribeiro	MME
José Brito Trabuco	MME
Guilherme Silva de Godoi	MME
João Daniel de Andrade Cascalho	MME