



Ministério de Minas e Energia

CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

ATA DA 160ª REUNIÃO

Data: 08 de outubro de 2015

Horário: 14h30

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

Participantes: Lista Anexa

1. ABERTURA

A 160ª Reunião Ordinária do CMSE foi aberta pelo Senhor Secretário Executivo do Ministério de Minas e Energia, Luiz Eduardo Barata Ferreira, que agradeceu a presença de todos, informando que o Senhor Ministro de Estado de Minas e Energia, Carlos Eduardo de Souza Braga, não participaria da reunião em função de outros compromissos.

Em seguida, o Senhor Secretário de Energia Elétrica, Ildo Wilson Grüdtner, submeteu à apreciação a ata da 159ª Reunião Ordinária do Comitê, realizada no dia 2 de setembro de 2015, sendo aprovada por unanimidade.

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

O Cepel iniciou apresentando a análise do comportamento das afluições verificadas nos meses de janeiro a setembro de 2015, em relação ao histórico de 1931 a 2014, obtidas a partir da avaliação das correlações entre as Energias Naturais Afluentes – ENAs dos subsistemas Nordeste/Sudeste, Sul/Sudeste e Norte/Sudeste.

Em relação à análise de desempenho para o ano 2015, foi informado que a avaliação conjuntural do desempenho de um sistema com base hidroelétrica é fortemente influenciada pelo volume de partida dos reservatórios, e, principalmente, pela tendência hidrológica, como por exemplo, as afluições nos últimos meses.

Dessa forma, foi apresentada a avaliação prospectiva para 2015, realizada a partir das informações constantes no Programa Mensal de Operação – PMO. Com a utilização dos dados do PMO de outubro/2015, obtêm-se valores para os riscos de qualquer déficit de energia iguais a 0,0%, para as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, considerando a utilização das 82 séries históricas e o despacho das usinas térmicas por ordem de mérito.

Em seguida, o ONS apresentou a avaliação das condições eletroenergéticas de atendimento ao SIN, destacando que, no mês de setembro de 2015, na primeira semana ocorreu o avanço de uma frente fria pelo litoral da região Sul que provocou chuva fraca nas bacias dos rios Jacuí, Uruguai e Iguaçu. Na segunda semana, houve o avanço de dois sistemas frontais pelas regiões Sul e Sudeste e a atuação de áreas de instabilidade, ocasionaram volumes significativos de chuva nas bacias dos rios Paranapanema, Tietê, Paraíba do Sul, Grande e no alto São Francisco, onde foram observadas anomalias positivas de precipitação. Nas duas últimas semanas do mês, as frentes frias ficaram restritas à região Sul, ocasionando chuva moderada nas bacias dos rios Jacuí e Uruguai.

Já na primeira semana de outubro de 2015, houve o avanço de uma frente fria pelas regiões Sul e Sudeste, que provocou chuva nas bacias dos rios Jacuí, Uruguai, Iguaçu, Paranapanema e Tietê. A bacia do rio Tocantins apresentou chuva fraca em pontos isolados e praticamente não houve precipitação na bacia do rio São Francisco.

Informou que, segundo previsão do CEMADEN e do CPTEC/INPE, nos próximos 3 a 7 dias uma frente estacionária provocará chuva acima da média na região Sul (bacias dos rios Uruguai, Jacuí e Iguaçu). Também é esperada ocorrência de chuva no Sudeste, com maior concentração no estado de SP (bacias dos rios Paranapanema e Tietê), com volumes em torno da média.

A previsão para a segunda semana (7-15 dias) indica ocorrência de precipitação mais concentrada em parte da região Sul e no sul das regiões Sudeste e Centro-Oeste, com volumes próximos à média histórica da época.

Para prazos mais estendidos (15-30 dias) as previsões apontam chuva entre normal e acima da média na região Sul e abaixo da média em partes da Região Sudeste, Centro-Oeste e Norte. Não há expectativa de chuva significativa nas bacias dos rios Tocantins e São Francisco em todo o período de 30 dias analisado.

Nas últimas semanas o fenômeno El Niño, que vêm ocorrendo com intensidade moderada, apresentou uma ligeira intensificação na porção central do Oceano

Pacífico. As previsões indicam que a intensificação do fenômeno ainda continuará nos próximos meses, o que representa um condicionante de longa duração favorável às precipitações na Região Sul e desfavorável para as chuvas na porção norte do país.

Considerando o cenário de aflúncias previsto para o mês de outubro de 2015, conforme previsão do PMO/ONS, mantendo as condições operativas vigentes, a estimativa é atingir ao final do mês um armazenamento (%EAR_{máx}) de 27,7% no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, 89,5% no Sul, 8,9% no Nordeste e 27,3% no Norte.

Destacou ainda a situação do subsistema Nordeste, principalmente em relação ao reservatório da UHE Sobradinho, com expectativa de chegar próximo ao seu volume morto ao final da estação seca. Informou ainda que é possível utilizar o volume morto dessa usina em função dela possuir comporta de descarga de fundo, podendo gerar entre 9% a 10% do volume morto, que representa cerca de 19% do volume útil daquele reservatório.

Em relação à carga, a média mensal prevista para agosto de 2015 no SIN é de 65.051 MW médios, representando um acréscimo de 2,8% em relação ao mês anterior. Em relação ao comportamento anual da carga, comparando-se outubro de 2015 com outubro de 2014, é verificado decréscimo de 3,1% no SIN. Adicionalmente, foi destacado que para o acompanhamento da carga de energia, o valor previsto para o mês de outubro de 2015 se apresenta 2,6% inferior ao valor da 2ª Revisão Quadrimestral de Carga do Planejamento da Operação Energética - PEN.

Foi apresentada também a avaliação prospectiva de atendimento ao SIN para o ano 2015, considerando como partida os níveis de armazenamento dos reservatórios dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste em 2 de outubro de 2015, o desligamento de geração térmica por razões energéticas com CVU superior a R\$ 600/MWh e a revisão das aflúncias previstas para o próximo bimestre (Outubro-Novembro/2015). Para a região SE/CO a expectativa de armazenamento ao final do período seco (30/11/2015) se encontra entre 28,2% - Valor Esperado e 19,6% - Limite Inferior e para a região Nordeste entre 8,0% - Valor Esperado e 4,8% - Limite Inferior.

Nesse sentido, também foi destacada a importância da manutenção da flexibilização das restrições hidráulicas e demais ações adicionais em curso visando garantir o suprimento eletroenergético do SIN. O ONS destacou ainda que solicitará à ANA a redução da defluência nos reservatórios das UHEs Sobradinho e Xingó para 800 m³/s.

Em seguida, o Secretário Executivo do MME, Senhor Luiz Eduardo Barata, ponderou sobre a contratação excepcional da UTE Uruguaiana, informando que se deve aguardar a evolução dos valores esperados de armazenamento ao fim da estação seca dos principais reservatórios, assim como a evolução das aflúncias às principais bacias, especialmente em relação à expectativa de aumento das aflúncias na Região Sul, de modo a se tomar a decisão em relação a essa contratação. Os demais membros do Comitê corroboraram com a ponderação do Senhor Luiz Barata, decidindo que não deveriam realizar a contratação excepcional nesse momento.

O ONS ponderou que a contratação da UTE Uruguaiana é um recurso importante para o subsistema Sul em termos de requisito de atendimento de potência, ou seja, demanda instantânea no próximo verão.

Adicionalmente, o Comitê aprovou a Nota Informativa transcrita a seguir, que aborda a questão do suprimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional, disponibilizando-a para a imprensa:

“NOTA INFORMATIVA DE 08 DE OUTUBRO DE 2015

O sistema elétrico apresenta-se estruturalmente equilibrado, devido à capacidade de geração e transmissão instalada no país, que continua sendo ampliada com a entrada em operação de usinas, linhas e subestações, considerando-se tanto o critério probabilístico (riscos anuais de déficit), como as análises com as séries históricas de vazões, para o atendimento da carga prevista para 2015, de 64.017 MW médios de energia.

O Sistema Interligado Nacional – SIN, dispõe das condições estruturais para o abastecimento do País, embora as principais bacias hidrográficas onde se situam os reservatórios das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste tenham enfrentado uma situação climática desfavorável. Considerando o risco de déficit de 5%, conforme critério estabelecido pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, há sobra estrutural de cerca de 9.359 MW médios para atender a carga prevista, valor esse atualizado com as datas de entrada em operação das usinas para os próximos meses e a projeção de demanda. Em 2015, entraram em operação 4.133 MW do total de 6.410 MW de capacidade de geração previstos, dos quais 248 MW desde a última reunião deste Comitê, conforme listado a seguir:

Empreendimento	UG	Potência (MW)	Operação Comercial
UHE Jirau	UG 21	75,000	04/Setembro/2015
UEE Asa Branca III	UG1 a UG10	27,000	04/Setembro/2015
PCH Xavantina	UG1 e UG2	6,075	04/Setembro/2015
UEE Caetité A	UG1 a UG14	23,800	09/Setembro/2015
UEE Caetité B	UG1 a UG13	22,100	09/Setembro/2015
UEE Caetité C	UG1 a UG5	8,500	09/Setembro/2015
UEE Asa Branca II	UG7a UG10	10,800	15/Setembro/2015
UHE Jirau	UG 16	75,000	01/Outubro/2015
	TOTAL	248,28	

Segundo informações do CEMADEN e INPE/CPTEC, no mês de setembro de 2015, predominaram chuvas acima da média nas principais bacias hidrográficas do SIN, com exceção da bacia do rio Tocantins. Embora a bacia do rio São Francisco tenha apresentado chuva em setembro, esta foi mais concentrada no trecho de cabeceira da bacia, e não foi suficiente para repercutir nas afluições verificadas na região Nordeste, que ficaram em 44% da média histórica de setembro. Nas demais regiões as afluições neste mês foram 121%, 114% e 67% da média histórica das regiões Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte, respectivamente.

Em reunião realizada em 05 de agosto de 2015, o CMSE deliberou pelo desligamento das usinas térmicas com custo variável unitário (CVU) acima de R\$600/MWh, por segurança energética. O ONS deverá continuar efetuando o acompanhamento das condições hidroenergéticas do SIN visando, em função da sua evolução, propor ao CMSE a definição da geração térmica necessária para a garantia do atendimento energético do SIN.

Considerando a configuração do sistema do Programa Mensal de Operação – PMO, de outubro de 2015, e simulando-se o desempenho do sistema utilizando as 82 séries de energias afluentes observadas no históricoⁱ, considerando tanto o despacho das térmicas por ordem de mérito quanto o despacho das térmicas até o CVU de R\$600/MWh, obtêm-se valores para o risco de qualquer déficit de energia iguais a 0,0%, para as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordesteⁱⁱ. Com base nas análises efetuadas, observa-se que as condições de suprimento de energia do Sistema Interligado Nacional melhoraram em relação ao mês anterior.

Mesmo com o sistema em equilíbrio estrutural, ações conjunturais específicas podem ser necessárias, em função da distribuição espacial dos volumes armazenados, cabendo ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS a adoção de medidas adicionais àquelas normalmente praticadas, como aquelas adotadas em 2014, buscando preservar os estoques nos principais reservatórios de cabeceira do SIN.

Além das análises apresentadas, outras avaliações de desempenho do sistema, utilizando-se o valor esperado das afluências e anos semelhantes de afluências obtidas do histórico, não indicam, no momento, insuficiência de suprimento energético neste ano.

O CMSE, na sua competência legal, continuará monitorando, de forma permanente, as condições de abastecimento e o atendimento ao mercado de energia elétrica do País.

Ministério de Minas e Energia – MME
Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL
Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE
Empresa de Pesquisa Energética – EPE
Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS
Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL (convidado).

[i] Conforme recomendado no documento “Sumário Executivo do Programa Mensal de Operação - PMO de Março - Semana Operativa de 01/03/2014 a 07/03/2014, de 28/02/2014” e também utilizado como critério na elaboração do Planejamento Anual da Operação Energética – PEN.

[ii] Simulando-se o desempenho do sistema por meio de 2.000 séries sintéticas de afluências e considerando o despacho das térmicas por ordem de mérito, encontram-se valores para o risco de qualquer déficit de energia iguais a 0,0% tanto para a região Sudeste/Centro-Oeste quanto para a região Nordeste. Da mesma forma, considerando o despacho das térmicas até o CVU de R\$600/MWh, no ano de 2015, os valores para o risco de qualquer déficit de energia são também iguais a 0,0% em ambas as regiões.”

3. MONITORAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

A SEE/MME apresentou um balanço das obras de expansão de geração e transmissão de energia elétrica.

Com relação aos empreendimentos de geração, foi apresentado que estão sendo monitoradas 565 usinas, totalizando 40.565,43 MW. Entre os dias 02 de setembro e 07 de outubro de 2015, entraram em operação comercial 248,275 MW de capacidade instalada no SIN, sendo 242,20 MW referentes a usinas do Ambiente de Contratação Regulada – ACR e 6,075 MW do Ambiente de Contratação Livre – ACL.

Do montante de expansão da oferta de geração em setembro de 2015, destaca-se a entrada em operação comercial das UGs 16 e 21 (75,0 MW cada) da UHE Jirau (Total: 3.750,0 MW) e UEE Asa Branca III (27,0 MW).

O Secretário de Energia Elétrica destacou ainda que as usinas térmicas com combustível a cavaco de madeira do Leilão de Energia Nova A-5 006/2013, de 29 de agosto de 2013, estão com problemas em sua viabilização e que o empreendedor da UTE Canto do Buriti – 150,0 MW já protocolou na ANEEL a solicitação de rescisão dos contratos e da outorga.

Para a transmissão, foi apresentado que estão sendo monitorados 31.072 km de linhas de transmissão e 44.099 MVA de capacidade de transformação, cadastrados na base do Sistema de Gestão da Transmissão – SIGET/ANEEL. Até o dia 7 de outubro de 2015, houve a expansão de 943,5 km de linhas da Rede Básica e 9.530 MVA de transformação, com destaque para a entrada em operação TR2 230/69 kV da SE Encruzo Novo – 100 MVA em 01 de setembro e da SE 230/69 kV Juazeiro II – 100 MVA em 27 de setembro.

Em relação aos empreendimentos de transmissão considerados prioritários, de um total de 18 empreendimentos (13.760 km e 2.400 MVA), 10 empreendimentos (9.301 km) estão em atraso e 8 empreendimentos (4.459 km e 2.400 MVA) estão em dia em relação à data de entrega prevista conforme o ato legal.

Destaque para a entrada em operação da LT 500 kV Paranaíta – Cláudia – Sec. Santa Carmen – Sinop, que permite o escoamento de parte da energia gerada pela UHE Teles Pires.

Em seguida, o Senhor Secretário Executivo, Luiz Eduardo Barata, parabenizou o MME, ANEEL, ONS e outros envolvidos nos trabalhos desenvolvidos para a entrada em operação comercial da LT supracitada.

Foi informado pela SEE/MME que existe a expectativa para a emissão da Licença de Instalação – LI dos canteiros de obra associados à LT ± 800 kV Xingu – Estreito C1.

Posteriormente, o Senhor Secretário Executivo solicitou que a Eletrobras fizesse um breve relato da percepção e dos resultados da reunião com os indígenas *Waimiri Atroari*, realizada em 1º outubro, com a participação do MME, ANEEL, EPE, Eletrobras e Transporte Energia S.A – TNE, referente ao licenciamento ambiental da LT 500 kV Lechuga-Ecuador-Manaus. A Eletrobras informou que a percepção é de que o processo de licenciamento pouco evoluiu e que a receptividade dos indígenas continua a mesma para o empreendimento.

A SECEX/MME informou que realizará reunião na semana no dia 14 de outubro de 2015, com a participação da EPE, ANEEL, Eletrobras, FUNAI e Eletrobras Eletronorte para debaterem sobre o tema.

Adicionalmente, foi deliberado pelo CMSE que a BMTE – Belo Monte Transmissora de Energia, consórcio formado pelas empresas State Grid, Eletrobras Eletronorte e Eletrobras Furnas, apresente a cada quatro meses a evolução dos cronogramas físico e financeiro associados ao empreendimento LT \pm 800 kV Xingu – Estreito C1 (1º Bipolo de Corrente Contínua de Belo Monte), e que na próxima reunião do Comitê, prevista para 04 de novembro de 2015, faça a primeira apresentação.

Deliberação: O CMSE deliberou que a BMTE apresente a cada quatro meses a evolução dos cronogramas físico e financeiro associados ao empreendimento LT \pm 800 kV Xingu – Estreito C1 (1º Bipolo de Corrente Contínua de Belo Monte), e que na próxima reunião do Comitê, prevista para 04 de novembro de 2015, faça a primeira apresentação.

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

As datas de tendência para operação comercial das usinas foram homologadas pelos membros do Comitê, conforme analisadas na reunião mensal do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração de 17 de setembro de 2015, coordenado pelo DMSE/SEE/MME, e encaminhadas pelo Ofício Circular nº 13/2015-SEE-MME aos membros do CMSE, em 21 de setembro de 2015.

Similarmente, as datas de tendência para operação comercial de linhas de transmissão foram homologadas pelos membros do Comitê, conforme analisadas na reunião mensal do Grupo de Monitoramento da Expansão da Transmissão de 16 de setembro de 2015, coordenado pelo DMSE/SEE/MME, e encaminhadas pelo Ofício Circular nº 14/2015-SEE-MME aos membros do CMSE, em 1 de outubro de 2015.

5. 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 03 de setembro a 08 de outubro de 2015, que contempla interrupções de carga superiores a 100 MW e duração acima de 10 minutos.

Dentre as ocorrências, destaque para a perturbação no SIN com o desligamento automático 4 unidades geradoras da UHE Itaipu 60 Hz, em 22 de setembro de 2015, o que representou perda de geração de 2.500 MW, e que provocou subfrequência no SIN, chegando a 58,62 Hz. Como consequência, a unidade geradora da UTN Angra 1 (640 MW) desligou automaticamente pela atuação da proteção de subfrequência. Também houve desligamento de geração de 410 MW na região Nordeste, sendo 337 MW de geração térmica e 73 MW de geração eólica. O ONS informou que realizará reunião para análise dessa perturbação, com a participação do MME, ANEEL e dos agentes envolvidos.

Outras perturbações destacadas foram na região Norte, com o desligamento do Elo de Corrente Contínua do Madeira e da Interligação AC/RO, nos dias 13, 18 e 20 de setembro, que culminaram com cortes de carga de 429 MW, 696 MW e 435 MW, respectivamente. O ONS informou que realizou reunião para análise das perturbações no dia 23 de setembro de 2015, com a participação do MME, ANEEL e dos agentes envolvidos.

Destaque também para a perturbação na região Centro-Oeste, no dia 18 de setembro de 2015, com o desligamento automático da LT 345 kV Bandeirantes – Samambaia C1 e da LT 345 kV Brasília Sul – Samambaia C1 e C2, por queimada. Houve defeito na chave que habilita o esquema de proteção na SE Brasília Sul, com consequente saída de carga por rejeição natural de 465 MW da Celg e CEB. O ONS informou que realizou reunião para análise da perturbação no dia 24 de setembro de 2015, com a participação do MME, ANEEL e dos agentes envolvidos.

6. MONITORAMENTO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A CCEE iniciou sua apresentação informando que a liquidação financeira referente aos meses de julho e agosto de 2015, envolvendo agentes que comercializam energia nos Ambientes de Comercialização Regulado – ACR e Livre – ACL, ocorrerá entre os dias 14 e 15 de outubro de 2015, em virtude da publicação do Despacho ANEEL nº 3.229, de 29 de setembro de 2015. Apresentou o resultado financeiro liquidado do mercado de curto prazo referente aos oito primeiros meses de 2015, informando que o valor está bem abaixo (37,6%) quando comparado ao mesmo período de 2014, em virtude da redução do Preço da Liquidação das Diferenças – PLD, hoje limitado a R\$ 388,48/MWh.

Em relação à contabilização de julho e agosto, informou que a inadimplência prevista é de R\$ 2.095,07 milhões de um total de R\$ 4.269,88 milhões, o que corresponde a

49% do faturamento total. O montante previsto a ser liquidado é de R\$ 2.174,80 milhões. Esta alta inadimplência é causada principalmente por liminares concedidas contra a redução do *Generation Scaling Factor* – GSF, no valor de R\$ 1.541,60 milhões, e o montante devido pelas distribuidoras, no valor de 1.610,99 milhões.

7. PLANO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA 2015/2019 – PEN 2015

O ONS apresentou o Plano da Operação Energética 2015/2019 – PEN 2015. Com relação à previsão de carga, foram utilizados os valores correspondentes à 2ª Revisão Quadrimestral, realizada em agosto/2015, que considera a conjuntura econômica e de mercado no primeiro semestre deste ano. A carga de energia do SIN deverá evoluir de 64.017 MW médios em 2015 para 73.777 MW médios em 2019, já considerando a incorporação dos sistemas isolados de Manaus, Macapá e Boa Vista ao SIN.

Em relação à matriz de energia elétrica do SIN para o horizonte do estudo, informou que o parque gerador brasileiro está passando por um processo de transformação e transição. A capacidade instalada do SIN deverá elevar-se de 128.044 MW, existentes em 31/12/2014, para 167.762 MW, em 31/12/2019. A hidreletricidade continuará como a principal fonte de geração de energia, embora sua participação sofra uma redução nos próximos cinco anos, passando de 94.375 MW (73,7% da matriz) para 113.097 MW (67,4% da matriz). As novas hidrelétricas serão majoritariamente do tipo a fio d'água e, conseqüentemente, a capacidade de regularização do SIN diminuirá gradativamente, tornando o sistema cada vez mais dependente de geração complementar à hídrica, principalmente térmica, sobretudo durante a estação seca.

Destacou também o significativo incremento da capacidade instalada das usinas eólicas, que passará de 3,7% da Matriz de Energia Elétrica (4.759 MW em dezembro de 2014) para 9,6%, equivalente a 16.076 MW instalados ao final de 2019, sem considerar os próximos leilões de energia nova que ainda deverão ocorrer em 2015 e 2016.

Sob o enfoque da análise das condições de atendimento à carga, as avaliações probabilísticas para o horizonte 2017/2019, com base nos riscos de déficit de energia, indicam adequabilidade ao critério de suprimento preconizado pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, na medida em que os riscos de déficit são inferiores a 5% em todos os subsistemas. A análise dos custos marginais de operação - CMOs indica a necessidade de estudos de viabilidade de reforços na capacidade de

exportação dos Subsistemas Norte/Nordeste, na medida em que estes apresentam custos sempre inferiores aos demais subsistemas.

Apresentou também que o balanço estático de energia do SIN, com base nas garantias físicas das usinas existentes e programadas, indica sobras de energia ao longo de todo o horizonte. Estas sobras anuais se encontram, a partir de 2015, no intervalo entre 8,1 GWmed e 14,7 GWmed. Cabe ressaltar que parte dessa sobra está associada à geração de fontes intermitentes, o que poderá, dependendo das condições operativas, reduzir esses montantes na operação em tempo real.

Foram sugeridos estudos de viabilidade econômica para ampliação de capacidade na interligação Norte-Sul, para evitar riscos de congestionamentos, principalmente nos meses de maior demanda, que dificultem a alocação total das sobras dos subsistemas Norte e Nordeste no subsistema Sudeste/Centro- Oeste.

Com relação às interligações regionais, uma análise mais detalhada deve considerar os resultados dos estudos de congestionamento para cada patamar da curva de carga e em situações operativas com secas severas, que indicam a necessidade de avaliações custo/benefício de reforços.

8. INDICADORES DE DESEMPENHO DO SIN

O ONS apresentou estudo da estatística de perturbações com envolvimento da Rede Básica do SIN, no período compreendido entre 2008 a 2014, com foco no número total de perturbações com envolvimento da rede básica por sistema, subsistema e patamares de corte de carga e as causas origem de maior incidência.

Ressaltou que foi verificada incidência elevada de desligamentos por queimadas nos anos de 2010, 2012 e 2014. Nesses anos, as queimadas responderam por 12,4% (331 perturbações), 10,8% (281 perturbações) e 9,1% (269 perturbações) do total das perturbações que envolveram a Rede Básica, respectivamente. Em 2009 esse percentual foi de apenas 3,9% (96 perturbações), em 2011 de 6,6% (161 perturbações) e em 2013 de 3,9% (104 perturbações).

Há uma elevação de perturbações originadas por falhas humanas, as quais responderam por 10,7% (317 perturbações) do total das perturbações que envolveram a Rede Básica em 2014. Entre 2008 e 2013, as falhas humanas contribuíram, em média, com 8,4%. Em 2013, o percentual foi de 8,1%. As falhas humanas, em sua maioria, relacionam-se com erros durante intervenções.

O total de perturbações com origem em componente não pertencente à Rede Básica vem apresentando aumento nos últimos anos, sobretudo quando considerado corte de carga. Cumpre destacar que os componentes não pertencentes à Rede Básica das regiões do Tramo-Oeste e do norte do Pará (Santa Maria e Utinga) têm contribuído mais significativamente, com 18,8% e 6,1%, respectivamente, considerando os anos de 2013 e 2014.

Quanto às causas que se destacaram por uma significativa contribuição em 2014 e por uma importante variação entre os anos de 2013 e 2014, foram citadas as falhas humanas, queimadas e vegetação. Estas causas possibilitam maior gestão por parte dos agentes do SIN.

O ONS conclui em sua apresentação que as linhas de transmissão são os componentes mais expostos e, por consequência, respondem como origem da maioria das perturbações que envolvem a Rede Básica (cerca de 70,0% do total). As condições climáticas desfavoráveis (descargas atmosféricas, temporais e ventos fortes) são as principais causas origem de perturbações.

Por sugestão do MME, avaliando o crescente número de desligamentos causados por falha humana e considerando o sucesso do trabalho realizado pela Agência na gestão das queimadas, foi solicitado à ANEEL analisar a necessidade de certificação dos profissionais de manutenção pelas empresas transmissoras, buscando diminuir a incidência de desligamentos por falha humana. A ANEEL afirmou que irá avaliar essa questão.

9. PERSPECTIVAS DE APLICAÇÃO DO HORÁRIO DE VERÃO 2015/2016

Em cumprimento aos Decretos nº 6.558, de 8 de setembro de 2008, e nº 8.112, de 30 de setembro de 2013, o Horário de Verão 2015-2016 abrangerá o período de zero hora de 18 de outubro de 2015 à zero hora de 21 de fevereiro de 2016 e vigorará nos Estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná, São Paulo, Rio de Janeiro, Espírito Santo, Minas Gerais, Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul e no Distrito Federal.

A principal motivação para a adoção do horário de verão é a redução de demanda no horário de ponta do sistema, tendo como benefício uma operação mais segura e de menor custo.

O ONS informou que as estimativas resultantes dos estudos realizados para o Horário de Verão 2015-2016 indicam uma redução de demanda de 4,5% para a região Sudeste/Centro-Oeste, que equivale aproximadamente ao dobro da carga do horário de ponta da cidade de Brasília, e uma redução de demanda de 5,1% para a região Sul, equivalendo a cerca de 75% da carga do horário de ponta da cidade de Curitiba. A redução de energia esperada é de 0,5% tanto para a região Sudeste/Centro-Oeste como para a região Sul.

Ponderou também que, em termos de segurança operacional do sistema, os ganhos qualitativos referentes à redução do consumo nos horários de pico diminuem os carregamentos no sistema de transmissão, propiciando maior flexibilidade operativa para realização de manutenções em equipamentos do sistema de transmissão e redução de cortes de cargas em emergências, proporcionando aumento de segurança no atendimento ao consumidor final.

10. ASSUNTOS GERAIS

Licenciamento Ambiental de Competência da União - Empreendimentos de Transmissão em Minas Gerais do Lote A do Edital de Leilão nº 005/2015.

O Decreto nº 8.437/2015, de 22 de abril de 2015, em seu Art. 3º Parágrafo 3º preconiza que: *“A competência para o licenciamento será da União quando caracterizadas situações que comprometam a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético, reconhecidas pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE, ou a necessidade de sistemas de transmissão de energia elétrica associados a empreendimentos estratégicos, indicada pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE.”*

Com fulcro no § 3º do Art. 3º do Decreto nº 8.437/2015 e com base na Nota Técnica ONS NT 0146/2015, de outubro de 2015, encaminhada ao CMSE pela Carta ONS nº 1759/100/2015, de 8 de outubro de 2015, o Comitê deliberou pelo reconhecimento de que os empreendimentos de transmissão em Minas Gerais presentes do Lote A do Edital de Leilão nº 005/2015, podem comprometer a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético do Sistema Interligado Nacional – SIN, em virtude de conter empreendimentos de transmissão que são parte fundamental do sistema planejado para viabilizar a expansão da interligação entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste e possibilitar a exploração do crescimento da oferta de geração já licitada e prevista nas regiões Norte e Nordeste.

Deliberação: O Comitê deliberou pelo reconhecimento de que os empreendimentos de transmissão em Minas Gerais presentes do Lote A do Edital de Leilão nº 005/2015, podem comprometer a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético do SIN, e que, conforme § 3º do Art. 3º do Decreto nº 8.437/2015, a competência para o licenciamento ambiental será da União.

Nada mais havendo, foi encerrada a reunião.

LISTA DE PARTICIPANTES

NOME	ÓRGÃO
Francisco Romário Wojcicki	MME
Altino Ventura Filho	MME
Moacir Carlos Bertol	MME
Christiano Vieira da Silva	ANEEL
José Juhrosa Jr.	ANEEL
Romeu Donizete Rufino	ANEEL
Rui Guilherme A. Silva	CCEE
Solange David	CCEE
Albert C. G. Melo	CEPEL
Maria Elvira P. Maceira	CEPEL
Ricardo S. Homrich	MME
Ildo Wilson Grüdtner	MME
Robésio Maciel de Sena	MME
Maurício Tolmasquim	EPE
Amilcar Gonçalves Guerreiro	EPE
Hermes J. Chipp	ONS
Francisco Arteiro	ONS
José Gutman	ANP
José Cesário Cecchi	ANP
José da Costa Carvalho Neto	ELETROBRAS
José Antonio Muniz Lopes	ELETROBRAS
Renato Sacramento	ELETROBRAS
José Brito Trabuco	MME
Antonio Felipe Aquino	ONS
Daniel Caixeta Moreira	MME
Alexandre Ramos Peixoto	MME
Flávia Xavier Cirilo de Sá	MME
Thiago Pereira Soares	MME
Igor Alexandre Walter	MME

Bianca Maria Matos de Alencar Braga	MME
Igor Souza Ribeiro	MME
Elizeu Pereira Vicente	MME
Manoel Clementino Barros Neto	MME
André Grobério Lopes Perim	MME
André Krauss	MME
João Daniel de Andrade Cascalho	MME
Willamy Moreira Frota	MME
Marco Antônio M. Almeida	MME
Symone C. S. Araújo	MME
Domingos Romeu Andreatta	MME
Guilherme Silva de Godoi	MME