



# Ministério de Minas e Energia

CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

---

## ATA DA 174ª REUNIÃO

Data: 9 de novembro de 2016

Horário: 09h30

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

Participantes: Lista Anexa

### 1. ABERTURA

A 174ª Reunião (Ordinária) do CMSE foi aberta pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, Fernando Coelho Filho, que agradeceu a presença de todos. Em seguida, foram realizadas as apresentações descritas a seguir.

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

O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS apresentou a avaliação das condições do atendimento, além de questões relativas ao planejamento e à operação eletroenergética do SIN.

Na avaliação das condições hidrometeorológicas e climáticas, informou que na primeira semana do mês de outubro, as bacias dos rios Grande, Paranaíba, Tocantins e São Francisco apresentaram valores significativos de precipitação, devido à atuação de uma frente fria na região Sudeste, que chegou a avançar pelo sul da Bahia. Nas semanas seguintes, a atuação de sistemas de baixa pressão no Paraguai e na região Sul, associada à passagem de frentes frias, ocasionou totais elevados de precipitação nas bacias hidrográficas da região Sul. A bacia do rio Tocantins apresentou pancadas de chuva. Na última semana, a passagem rápida de uma frente fria pelas regiões Sul e Sudeste, ocasionou chuva fraca a moderada nas bacias hidrográficas dessas regiões. Uma massa de ar frio precedeu a passagem desse sistema, ocasionando declínio de temperatura nos estados das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, no Acre e em Rondônia.

Mencionou também que, na última reunião do Grupo de Trabalho MCTIC/MME sobre Previsão Estendida, o CEMADEN destacou que permanecem as condições de neutralidade no Oceano Pacífico Tropical, ou seja, sem a atuação dos fenômenos *La Niña* ou *El Niño*, sendo mais provável o desenvolvimento de um episódio de *La Niña* de curta duração e fraca intensidade. Nessas condições, todavia, é pouco provável que a situação oceânica no Pacífico exerça influência sobre as precipitações da atual estação chuvosa do Sudeste/Centro-Oeste.

Além disso, informou que há expectativa de ocorrência de chuvas generalizadas na região central do Brasil nas próximas semanas, incluindo a cabeceira do rio São Francisco e trecho incremental à UHE Sobradinho.

O ONS destacou que, em termos de Energia Natural Afluente – ENA bruta, foram verificados os valores de 84% no Sudeste/Centro-Oeste, 94% no Sul, 38% no Nordeste e 53% no Norte, referenciados às respectivas médias de longo termo – MLT do mês de outubro.

Já em termos de armazenamentos equivalentes, os resultados do Programa Mensal de Operação – PMO do mês de novembro indicam uma expectativa de variação de -4,1% no Sudeste/Centro-Oeste, -5,2% no Sul, -3,4% no Nordeste e -16,1% no Norte, referenciados aos volumes armazenados máximos de cada subsistema, atingindo 30,7%, 80,9%, 7,5% e 13,7%, respectivamente.

O ONS apresentou também a avaliação das condições hidrológicas e de armazenamento na bacia hidrográfica do rio São Francisco. Considerando a persistência do cenário hidrometeorológico atual e a continuidade da prática de defluência mínima de 800 m<sup>3</sup>/s a partir da UHE Sobradinho, a expectativa é de atingimento de 4,0% de armazenamento na UHE Sobradinho ao final do mês de novembro de 2016.

Em 1º de novembro 2016, foi publicada a Resolução nº 1.283 da Agência Nacional de Águas - ANA, que autoriza a redução da defluência da UHE Sobradinho até o limite de 700 m<sup>3</sup>/s. Assim, conjuntamente com a Autorização Especial IBAMA nº 8/2016, fica autorizada a prática desta nova flexibilização, cujo foco é a segurança hídrica e o atendimento aos usos prioritários da água. Na última reunião semanal de acompanhamento da operação dos reservatórios do rio São Francisco, coordenada pela ANA e realizada no dia 7 de novembro, foi acordado que o início dos testes deve ocorrer em patamar intermediário no valor de 750 m<sup>3</sup>/s ainda no mês de novembro.

O CMSE destacou o papel fundamental dos reservatórios na mitigação dos riscos de indisponibilidade e de baixa qualidade da água aos usuários do rio São Francisco, principalmente em situações de escassez como a vivenciada atualmente. Ratificou novamente que a responsabilização da gestão dos recursos hídricos na bacia do rio São Francisco, que atualmente se dá através principalmente da operação das usinas

hidrelétricas, extrapola o setor elétrico, uma vez que seus impactos são percebidos pelas diversas esferas de governo e setores da sociedade. Além disso, ressaltou que o atendimento eletroenergético no Nordeste está garantido a partir de outras fontes de geração e pelo SIN.

O ONS apresentou análises de sensibilidade dos armazenamentos dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste em abril de 2017, final do período úmido típico, a partir de diferentes cenários de ENA nestes subsistemas. Para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, na ocorrência de ENA de 81% MLT durante o período úmido, é previsto o atingimento de 71% de armazenamento em abril de 2017, nível necessário para atingir 30% em novembro de 2017 ocorrendo a pior ENA do período seco. Para o subsistema Nordeste, é necessária ENA de 32% MLT durante o período úmido para se atingir 22% de armazenamento em abril de 2017, nível necessário para atingir 10% em novembro de 2017 ocorrendo a pior ENA do período seco.

Sendo assim, conforme deliberado na 169ª reunião do CMSE, de forma a preservar os estoques das UHEs Tucuruí e Sobradinho e operar as interligações com critérios de segurança adequados, ainda poderá ser necessário manter o despacho térmico por garantia de suprimento energético nos subsistemas Nordeste e Norte.

Por fim, informou que o risco de qualquer déficit de energia em 2016 é igual a 0,0%, para as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, considerando a configuração do sistema do PMO de novembro de 2016. Para o ano de 2017, estes riscos são de 0,9% e 0,1%, respectivamente. Este resultado é obtido nas simulações do modelo Newave tanto com séries sintéticas quanto com séries históricas, considerando em seus parâmetros que não há racionamento preventivo e apenas um patamar de déficit.

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

A Secretaria de Energia Elétrica – SEE/MME iniciou a apresentação elencando os destaques do monitoramento dos empreendimentos de geração relativos ao período desde a última reunião do CMSE.

Sobre as usinas hidrelétricas do Rio Madeira, informou que as unidades geradoras – UGs 47 e 48 da UHE Jirau, com 75 MW cada, foram liberadas para operação em teste a partir do dia 1º de novembro. Assim, a construção de todas as UGs desta usina foi concluída, e as unidades geradoras de 46 a 50 operam atualmente em testes.

Já em relação à UHE Santo Antônio, foi informado que as UGs 45 a 50, com 69,59 MW cada, já foram testadas, restando pendente a publicação pelo órgão ambiental das



respectivas licenças de operação para a liberação para operação comercial, situação que permanece desde o mês anterior.

Sobre a UHE Belo Monte, destacou que a UG 3 (611,11 MW) do sítio Belo Monte foi liberada para operação comercial a partir do dia 2 de novembro, conforme Despacho da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL nº 2.880/2016. Já a UG 4 do sítio Pimental (38,85 MW) foi liberada para operação comercial a partir do dia 4 de novembro, conforme Despacho ANEEL nº 2.909/2016.

Conforme as Resoluções Autorizativas ANEEL nº 6.047/2016 e 6.048/2016, publicadas em 6 de outubro de 2016, foram revogadas, respectivamente, as autorizações para ampliar a capacidade instalada da UTE Santa Helena (UG 1 e 2 – ampliação, total de 55 MW), no Mato Grosso do Sul, e para implantação da UTE Canto do Buriti (150 MW), no Piauí.

Estão sendo monitoradas 495 usinas, totalizando 31,3 GW de potência. Nesse montante, foram incluídos os empreendimentos do 1º Leilão de Energia de Reserva – LER/2016, realizado em setembro de 2016, que resultou na contratação de 11 CHGs e 19 PCHs no total de 181,4 MW de capacidade instalada.

De 6 de outubro a 9 de novembro de 2016, período desde a última reunião do CMSE, entraram em operação comercial 1.200,4 MW, sendo 901,6 MW referentes a usinas do Ambiente de Contratação Regulada – ACR e 298,8 MW do Ambiente de Contratação Livre – ACL. No ano 2016, até 31 de outubro, entraram em operação comercial 7.745,2 MW, valor superior à meta estipulada para ano<sup>[1]</sup>.

Em relação à expansão da capacidade instalada de geração de energia, destaca-se que, com a entrada em operação comercial verificada nos primeiros dias de novembro, a expansão em 2016 totalizou 8.611 MW, já tendo ultrapassado o recorde de expansão anual anteriormente registrado para o sistema elétrico brasileiro (7.509 MW em 2014).

Em relação ao acompanhamento das obras de transmissão, foi primeiramente informado o andamento dos processos relativos às concessões outorgadas a empresas do Grupo Braxenergy. Assim, mencionou que, conforme Portarias MME nº 503/2016, de 24 de outubro, e 519/2016, de 3 de novembro, foram declaradas as caducidades dos contratos de concessão da SPE BR Transmissora Cearense I e da SPE BR Transmissora Cearense II.

O processo referente à SPE BR Transmissora Maranhense de Energia está em análise pela Consultoria Jurídica – CONJUR/MME e o processo relativo à SPE BR Transmissora Paraense de Energia está sendo analisado pelo respectivo Diretor Relator na ANEEL.

---

<sup>1</sup> Meta de 2016: previsão estimada no início do ano com base no horizonte de expansão.

Já em relação à situação do Grupo Abengoa, foi informado que os pareceres das áreas técnicas da ANEEL estão sendo analisados pelo Diretor Relator do processo na Agência.

Foi destacada também a realização da 2ª etapa do Leilão de Transmissão nº 13/2015 em outubro, cujos resultados foram apresentados pela ANEEL no item 5 da agenda desta reunião.

Estão sendo monitorados 28,6 mil km de linhas de transmissão e 68,8 GVA de capacidade de transformação, conforme informações do Relatório de Expansão da Transmissão da SEE/MME. Desde a última reunião do CMSE entraram em operação 261 km de linhas de transmissão de Rede Básica e conexões de usinas, dentre as quais a LT 500 kV Campina Grande III – Ceará Mirim 2 C2 (196 km) nos estados da Paraíba e Rio Grande do Norte.

Sobre novos transformadores – TR, neste período, foram implantados 100 MVA de transformação da Rede Básica, referente ao TR2 230/69 kV da SE Arapiraca III, em Alagoas. Assim, em 2016, até 31 de outubro, houve expansão de 4.138 km de linhas de transmissão e 9.247 MVA<sup>[2]</sup> de transformação na Rede Básica.

Após a realização da apresentação, o Comitê homologou as datas de tendência para operação comercial das usinas, conforme reunião mensal do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, de 20 de outubro de 2016, coordenado pelo DMSE/SEE/MME, e encaminhadas aos membros do CMSE pelo Ofício Circular nº 25/2016-SEE-MME, em 24 de outubro de 2016, para subsidiar o PMO de novembro de 2016.

As datas de tendência para operação comercial de linhas de transmissão e subestações também foram homologadas pelos membros do Comitê, conforme analisadas na reunião mensal de 21 de outubro de 2016, do Grupo de Monitoramento da Expansão da Transmissão, coordenado pelo DMSE/SEE/MME, e encaminhadas aos membros do CMSE pelo Ofício Circular nº 27/2016-SEE-MME, em 8 de novembro de 2016.

Por fim, os membros do Comitê discutiram a condição operacional e de disponibilidade das usinas térmicas – UTEs do Estado do Ceará. Conforme avaliado na reunião 171ª reunião do CMSE, realizada em 3 de agosto de 2016, o Ceará vem passando por uma crise hídrica, o que motivou a criação de um encargo hídrico emergencial, resultando em aumento do custo da água utilizada no processo de geração de energia.

Houve abertura de processo na ANEEL para análise do pleito dos agentes impactados por essa medida, que solicitam o reconhecimento deste encargo emergencial nos custos de geração. A Agência informou que já houve avaliação do assunto pela área técnica,

<sup>2</sup> O montante total de entrada em operação de transformação na Rede Básica foi atualizado com dados de entrada em operação desde a última reunião do CMSE e também com montantes que não haviam sido considerados anteriormente.

restando pendente a manifestação da área jurídica da ANEEL para posterior apreciação do tema pela Diretoria Colegiada.

Adicionalmente, o ONS registrou preocupação em relação à limitação da geração das usinas de Pecém em 700 MW em função da explosão de um disjuntor na subestação Pecém II. Conforme informado, a troca desse equipamento ainda está sem previsão de ser realizada, situação que impacta a utilização dos recursos térmicos da região e que pode aumentar os riscos de abastecimento em alguns cenários operativos.

A SEE/MME realizará contato com a concessionária visando agilizar a substituição do equipamento danificado.

#### **4. ACOMPANHAMENTO DO ÍNDICE DE GRAVIDADE DAS OCORRÊNCIAS COM INTERRUPTÃO NO SUPRIMENTO DE ENERGIA**

O ONS apresentou um resumo do Boletim de Interrupção de Suprimento de Energia – BISE do período de 6 de outubro a 9 de novembro de 2016, que contempla interrupções de carga superiores a 100 MW e duração acima de 10 minutos.

Destacou o desligamento acidental do elo CC Foz do Iguaçu – Ibiúna, ocorrido em 16 de outubro de 2016, e que resultou em redução de 3.331 MW de carga nos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste pela atuação do primeiro estágio do Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC. Assim, com a perda do elo CC, houve déficit de geração e conseqüentemente subfrequência no Sistema Interligado Nacional.

Conforme informado, foi realizada reunião no dia 21 de outubro de 2016, com a participação das instituições do setor elétrico e dos agentes envolvidos, para análise detalhada desta perturbação. O Relatório de Análise de Perturbação – RAP desta ocorrência está em fase de elaboração e apresentará as ações e recomendações identificadas.

O ONS relatou também a perturbação envolvendo a SE Tijuco Preto, que ocorreu no dia 26 de outubro de 2016, e consistiu em um curto-circuito monofásico provocado por explosão de um transformador de corrente – TC. A falta foi eliminada pelas atuações corretas das proteções e não houve corte de carga. Foi ressaltado que, desde 2014, houve 5 explosões de transformadores de corrente da SE Tijuco Preto, todas referentes a TC do modelo AOK-362. Além disso, conforme mencionado, os agentes que já registraram explosão desse modelo de TC possuem atualmente 445 destas unidades em operação. Está agendada para dia 10 de novembro reunião de análise desta ocorrência, que avaliará ações específicas em relação a estas explosões de TC.

Por fim, mencionou o desligamento da LT 500 kV Silves – Lechuga C1 e C2, ocorrido no dia 23 de outubro de 2016, que resultou na perda de toda a carga da região de Manaus,

mesmo com a atuação dos 5 estágios do ERAC, em função de desligamentos não esperados de unidades geradoras na região.

O ONS observou ainda que a importação de potência pela Interligação Tucuruí – Manaus, no momento da perturbação, era superior ao valor estabelecido para fazer frente às perdas duplas na referida interligação, por conta de indisponibilidade de geração na região de Manaus. A análise detalhada dessa perturbação, com a participação das instituições do setor elétrico e dos agentes envolvidos, foi realizada no dia 31 de outubro de 2016 e o respectivo RAP encontra-se em fase de elaboração.

## **5. ANÁLISE DO RESULTADO DO LEILÃO DE TRANSMISSÃO Nº 13/2015 – 2ª ETAPA**

A ANEEL apresentou os resultados do Leilão de Transmissão nº 13/2015 – 2ª etapa, realizado no dia 28 de outubro de 2016. Em sua fala, a Agência destacou primeiramente o esforço conjunto entre as diversas instituições envolvidas para que o trabalho de aprimoramento da metodologia de cálculo da receita anual permitida – RAP teto dos leilões pudesse ser adotado já a partir deste leilão, com a abertura concomitante de processo na Agência para análise mediante Audiência Pública. Este fato possibilitou a adoção de condições mais atrativas para investimentos no setor de transmissão de energia elétrica, o que foi refletido na competitividade observada no certame.

Como resultado do Leilão, foram vendidos 21 dos 24 lotes oferecidos, representando aproximadamente 5.950 km de linhas de transmissão e investimentos da ordem de R\$ 11,5 bilhões (91% da estimativa inicial). Desta forma, este foi o leilão de transmissão com o maior número de lotes e volume financeiro negociados em uma única sessão, tendo ocorrido deságio médio de 12,07% em relação à remuneração máxima estabelecida no edital.

Em comparação aos leilões anteriores, houve evolução em diversas condições do edital, compreendendo desde o valor da remuneração teto à adoção de maiores prazos contratuais de construção, incentivo à antecipação e à entrada parcial de instalações independentes, introdução das cláusulas contratuais que tratam da Matriz de Riscos, disciplina contratual para casos fortuitos e/ou de força maior e possibilidade do Poder Concedente avocar ao órgão ambiental federal os respectivos licenciamentos de empreendimento de interesse sistêmico para o setor elétrico brasileiro.

Foi apresentada também a expectativa de realização de novos leilões em 2017, que devem representar investimentos da ordem de R\$ 26 bilhões.

Além disso, a Agência informou que realizará trabalho para verificar as razões da inexistência de lances para alguns lotes, de forma a identificar pontos de aprimoramento e avaliar a viabilidade de reinserção dos lotes nos próximos leilões.



Por fim, os membros do Comitê parabenizaram a ANEEL pelo trabalho realizado e destacaram a importância da articulação prévia com os envolvidos no processo, a exemplo dos órgãos ambientais, para que todos estejam preparados e possam contribuir para a entrada bem sucedida e conforme prazo contratual deste grande volume de empreendimentos. Foi enfatizada a necessidade de se manter a atratividade dos leilões para que nos próximos certames haja vencedores para todos os lotes ofertados.

## **6. ANDAMENTO DOS TESTES PARA ENTRADA EM OPERAÇÃO COMERCIAL DO 2º BIPOLO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DO RIO MADEIRA**

O ONS realizou apresentação sobre o andamento dos testes para a entrada em operação comercial do 2º Bipolo do sistema de transmissão do rio Madeira. Conforme mencionado, o prosseguimento dos testes deste Bipolo depende da recuperação da vazão no rio Madeira, que atualmente se encontra em patamar inferior a 6.000 m<sup>3</sup>/s.

Todavia, no final de outubro, foram realizados testes com transferência de potência pelo Polo 3 e entre as subestações Porto Velho e Araraquara. Em relação ao Polo 4, foi identificada a ocorrência de situação indesejada, correspondente ao surgimento de uma corrente de *inrush* muito alta, não tendo ainda sido realizados testes de transmissão em baixa potência.

Segundo o ONS, a operação comercial dos Polos 3 e 4 está prevista para o final do mês de novembro e para a primeira quinzena de dezembro, respectivamente. Assim, até o final do ano 2016, está prevista a operação comercial do 2º Bipolo. No entanto, este cronograma poderá sofrer alterações em função do comportamento hidrológico do rio Madeira.

Adicionalmente, foram apresentadas algumas restrições para o escoamento em São Paulo da energia advinda das usinas do rio Madeira. Esta situação foi provocada por atrasos em obras de transmissão, com destaque para a LT 500 kV Araraquara 2 – Taubaté, prevista atualmente para abril/2017. Outra obra cuja entrada em operação é fundamental para o escoamento dessa energia é a LT 500 kV Araraquara 2 – Fernão Dias, prevista para fevereiro/2018.

Assim, a política de operação a ser estabelecida pelo Operador poderá considerar a impossibilidade de exploração total do potencial de geração das usinas do Madeira em determinada época do ano e dependendo das condições hidrológicas da região Sul, de modo a se evitar, por exemplo, sobrecarga na rede atual, necessidade de geração térmica na área Rio/São Paulo por razões elétricas ou limitação do intercâmbio para o subsistema Sul.



## 7. MONITORAMENTO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE fez um relato sobre a liquidação financeira do Mercado de Curto Prazo referente a agosto de 2016, realizada no mês de outubro, envolvendo agentes que comercializam energia no ACR e ACL.

Primeiramente foi apresentado o histórico dos valores contabilizados em 2016, com destaque para a saturação destes montantes tendo em vista, dentre outros fatores, a permanência do impasse relativo ao *Generation Scaling Factor* – GSF relacionado ao ACL.

Em relação à contabilização referente a agosto de 2016, seu valor total foi de R\$ 2,44 bilhões. Desse montante, R\$ 910 milhões (38% do total contabilizado no mês) foram relativos ao efetivo apurado no Mercado de Curto Prazo, tendo havido pagamento de aproximadamente R\$ 790 milhões. Do valor restante (R\$ 120 milhões), destaca-se que R\$ 100 milhões referem-se à inadimplência de agentes de distribuição, cenário que permanece desde os meses anteriores, mas em menores patamares, em função do pagamento integral dos débitos devidos por algumas distribuidoras.

Sobre os montantes do GSF repactuados por 56 agentes do ACR, o valor contabilizado foi de R\$ 280 milhões (11% do total contabilizado em agosto), tendo havido pagamento no valor de cerca de R\$ 100 milhões. Assim, ainda restam débitos de aproximadamente R\$ 180 milhões, devidos por 5 agentes. Ressalta-se que a possibilidade de parcelamento dos débitos relativos ao GSF repactuado está disposta nos Despachos ANEEL nº 758/2016 e nº 2.088/2016.

Dessa maneira, ao final da liquidação de agosto de 2016, o montante pago da dívida do GSF 2015 referente ao ACR, equivaleu a aproximadamente 94% da dívida inicial dos 56 agentes.

Sobre os valores referentes ao GSF que não foram repactuados, relativos ao ACL, o valor contabilizado foi de R\$ 1,25 bilhão (51% do total contabilizado em agosto) e não houve pagamento em função das liminares concedidas contra a redução do GSF ainda vigentes na data da liquidação. Em relação ao assunto, o MME informou que intensificará as tratativas jurídicas em andamento, de forma a solucionar a permanência da judicialização do GSF o mais brevemente possível.

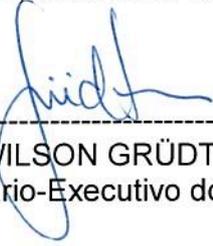
Em relação ao crédito da liquidação de agosto de 2016, foi informado que os agentes não amparados por liminares de preferência no recebimento dos créditos (*loss sharing*) receberam cerca de 9% do montante a eles devido. Há expectativa de que este cenário se agrave na liquidação de setembro em virtude da redução da inadimplência das distribuidoras.



Por fim, foi apresentada a previsão de liquidação relativa ao mês de setembro de 2016, que será realizada nos dias 9 e 10 de novembro de 2016. Dentre os destaques das estimativas realizadas para esta liquidação está o crescimento de aproximadamente 8,8% do montante devido pelo GSF não repactuado em função de dois fatores: aumento do PLD médio e redução no GSF entre os meses de agosto e setembro de 2016.

## 8. ASSUNTOS GERAIS

Nada mais havendo a tratar, o Ministro deu por encerrados os trabalhos, determinando a lavratura desta ata que, após aprovada pelos membros, vai assinada por mim, Ildo Wilson Grüdtner, Secretário-Executivo do CMSE Substituto.

  
-----  
ILDO WILSON GRÜDTNER  
Secretário-Executivo do CMSE Substituto

## LISTA DE PARTICIPANTES

| NOME                          | ÓRGÃO |
|-------------------------------|-------|
| Ricardo S. Homrich            | MME   |
| Roberto Castro                | CCEE  |
| Rui Guilherme A. Silva        | CCEE  |
| Ivo Sechi Nazareno            | ANEEL |
| Moacir Carlos Bertol          | MME   |
| Gentil Nogueira de Sá Jr.     | ANEEL |
| Edvaldo Risso                 | MME   |
| Paulo Pedrosa                 | MME   |
| Ildo Wilson Grüttner          | MME   |
| Marcio Felix C. Bezerra       | MME   |
| Amilcar G. Guerreiro          | EPE   |
| Angela Livino                 | EPE   |
| Ronaldo Schuck                | ONS   |
| Albert Melo                   | CEPEL |
| Symone C. S. Araújo           | MME   |
| Igor Walter                   | MME   |
| Domingos R. Andreatta         | MME   |
| Renato Dalla Lana             | MME   |
| Matheus Batista Bodnar        | MME   |
| Rutelly M. Silva              | MME   |
| Francisco Arteiro             | ONS   |
| Rita Alves Silva              | MME   |
| Elizeu Pereira Vicente        | MME   |
| Jose Brito Trabuco            | MME   |
| Rodrigo Fornari               | MME   |
| Igor Souza Ribeiro            | MME   |
| Romeu Rufino                  | ANEEL |
| Guilherme Silva Godoi         | MME   |
| Bianca M. M. de Alencar Braga | MME   |