

TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIAO  
Aviso nº 657-Seses-TCU-Plenário


Brasília-DF, 7 de maio de 2014.

Senhor Presidente,

Encaminho a Vossa Excelência, para conhecimento, cópia do Acórdão proferido pelo Plenário desta Corte nos autos do processo nº TC 012.949/2013-2, na Sessão Ordinária de 7/5/2014, acompanhado do Relatório e do Voto que o fundamentam.

Esclareço, por oportuno, que o mencionado Acórdão produzirá efeitos após o seu trânsito em julgado e que eventuais providências a cargo dessa Presidência serão posteriormente comunicadas.

Atenciosamente,

  
AROLDO CEDRAZ  
Vice-Presidente,  
no exercício da Presidência

A Sua Excelência, o Senhor  
Senador RENAN CALHEIROS  
Presidente do Senado Federal  
Praça dos Três Poderes, Senado Federal  
Brasília - DF

## GRUPO II - CLASSE - V - Plenário

TC-012.949/2013-2

Natureza: Monitoramento (RA - Temas de Maior significância: Segurança Energética)

Unidade Jurisdicionada: Ministério de Minas e Energia (MME), Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras).

Responsáveis: Edison Lobão (CPF 000.141.251-53) - Ministro de Minas e Energia; Romeu Donizete Rufino (CPF 143.921.601-06) - Diretor-Geral da Aneel; Maurício Tolmasquin (CPF 674.100.907-82) - Presidente da EPE; Hermes Chipp (CPF 050.689.757-53) - Presidente do Operador Nacional do Sistema Elétrico; Luiz Eduardo Barata Ferreira (CPF 246.431.577-04) - Superintendente da CCEE

Advogado constituído nos autos: não há

SUMÁRIO: RELATÓRIO DE AUDITORIA - TEMAS DE MAIOR SIGNIFICÂNCIA - SEGURANÇA ENERGÉTICA - ACÓRDÃO 1.196/2010-PLENÁRIO (TC-021.247/2008-5). AUTORIZAÇÃO PARA REALIZAÇÃO DE MONITORAMENTO (TC-004.475/2013-5). APRECIAÇÃO DO RELATÓRIO DE MONITORAMENTO (TC-012.949/2013-2). ALTERAÇÕES NO CONTEXTO DA SEGURANÇA ENERGÉTICA. CIÊNCIA AO CNPE. DETERMINAÇÕES.

## RELATÓRIO

A auditoria em Segurança Energética objeto do TC-021.247/2008-5 teve por objetivo avaliar a adequação de políticas e ações dos agentes do setor elétrico para garantir o abastecimento do mercado nacional de energia elétrica, com segurança, eficiência e sustentabilidade. O critério segurança pressupõe o atendimento satisfatório da demanda nacional com qualidade e continuidade, respeitando-se os riscos de déficit definidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). A eficiência deve primar pela observação da modicidade tarifária no mercado regulado e da justa remuneração do capital investido, sustentáculo do modelo de comercialização e expansão estabelecido pela Lei 10.848/2004 e pelo Decreto 5.163/2004. A sustentabilidade inclui o uso racional dos recursos e a observação à legislação ambiental.

2. O respectivo relatório de auditoria foi apreciado por este Plenário por meio do Acórdão 1.196/2010, vazado nos seguintes termos:

“VISTOS, relatados e discutidos estes autos de relatório de auditoria operacional, classificada como Tema de Maior Relevância - TMS, que teve por objetivo avaliar a Segurança Energética do País, ou seja, as possibilidades de desequilíbrio entre a oferta e a demanda de energia elétrica entre os anos de 2009 e 2016, possibilidades essas que poderiam comprometer a qualidade, continuidade e modicidade tarifária do suprimento de energia, e, ainda, avaliar a utilização racional dos recursos e o pleno atendimento à legislação e metas ambientais,

ACORDAM os Ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em sessão de Plenário, com fundamento nos arts. 1º, inciso I, da Lei 8.443/92, e 276 do Regimento Interno, em:

9.1. Determinar:

9.1.1. ao Ministério de Minas e Energia (MME), que informe a este Tribunal, no prazo de 90 dias:

9.1.1.1. em conjunto com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que, considerando os resultados dos 4º, 5º, 6º e 7º Leilões de Energia Nova realizados em 2007 e 2008, se o Índice de Custo Benefício (ICB) ou outras variáveis utilizadas para parametrizar a expansão do sistema estão trazendo distorções para a matriz de geração elétrica em implantação quanto:

9.1.1.1.1. ao planejado no que tange aos parâmetros de ótimo econômico (menores custos para o Sistema) e de ótimo ambiental (incluindo análise acerca da sustentabilidade ambiental da expansão da participação de usinas termelétricas a óleo combustível);

9.1.1.1.2. à diversificação da matriz (exploração das características de cada fonte); e

9.1.1.1.3. ao ótimo de segurança energética (aptidão das usinas termelétricas a óleo combustível para geração de energia no longo prazo, considerando a logística para eventual suprimento em larga escala e a compatibilidade do custo de geração com a modicidade tarifária);

9.1.1.2. em conjunto com a EPE e a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), se o custo da energia de reserva, nos patamares atingidos nos últimos leilões, são compatíveis com a segurança que proporcionam ao sistema interligado, bem como se tais custos são isonomicamente arcados por todos os agentes, incluídos consumidores livres e cativos, que se beneficiam dessa segurança;

9.1.1.3. as ações que estão sendo adotadas, e respectivo cronograma até conclusão, em preparação para o vindouro vencimento (a partir de 2015) das concessões de geração, distribuição e transmissão, particularmente quanto ao desenvolvimento de estudos pertinentes sob o enfoque jurídico, econômico-financeiro, risco de descontinuidade, necessidade de repotenciação de usinas hidrelétricas, entre outros;

9.1.1.4. as ações que estão sendo adotadas, e respectivo cronograma até conclusão, em preparação para o vencimento dos contratos de energia (a partir de 2012), particularmente quanto ao percentual de energia de menor custo (em razão de já ter ocorrido a depreciação das hidrelétricas, por exemplo) a ser destinado para o mercado cativo;

9.1.1.5. os estudos técnicos previstos na Resolução 08/2007 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), art. 2º, parágrafo único, que embasaram a decisão do Comitê para despacho fora da ordem de mérito no período 2007/2008;

9.1.2. à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) que informe ao Tribunal, no prazo de 30 dias, os cronogramas de desenvolvimento dos trabalhos e resultados relativos a:

9.1.2.1. estudos de definição da curva do custo do déficit de energia;

9.1.2.2. nova implementação da metodologia de planejamento da operação energética de médio prazo, aí incluídos os cronogramas de eventual licitação;

9.1.2.3. providências em andamento, ou que serão adotadas, no sentido de assegurar, após 2011, o suprimento de gás natural para as usinas termelétricas contempladas no termo de compromisso firmado com a Petrobras;

9.1.3. à Empresa de Pesquisa Energética (EPE) que informe ao TCU, no prazo de 90 dias, as ações e respectivos cronogramas relativos à implantação de sistema informatizado apto a gerenciar dados de usinas geradoras de energia utilizados pelos diversos entes estatais nos processos de planejamento, gestão e operação do setor elétrico;

9.1.4. ao Ministério das Minas e Energia (MME), na qualidade de presidente do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), que, em observação ao Princípio da Transparência da Administração Pública e à Lei 9.784/1999, art. 2º e 50, dê pública divulgação às atas das reuniões do CMSE - no prazo de 30 dias as atas referentes às reuniões já ocorridas, e tempestivamente as relativas às próximas reuniões;

9.2. Recomendar:

9.2.1. ao Ministério de Minas e Energia (MME) que:

9.2.1.2. vincule a decisão acerca dos percentuais de energia destinados ao mercado cativo e/ou livre a critérios e metodologias embasados em estudos técnicos que os suportem;

9.2.1.3. em conjunto com a EPE, publique os planos decenais de expansão tempestivamente no início do seu período de vigência;

9.2.1.4. na qualidade de presidente do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), garanta a atuação desse Conselho na formulação efetiva das políticas governamentais para o gás natural no Brasil, notadamente no que se refere: a) à promoção da competitividade entre os agentes dessa indústria; b) a sua integração com o setor elétrico e explicitando diretrizes para utilização ótima desse recurso energético;

9.2.1.5. em conjunto com a EPE, considerando a necessidade de otimização do potencial hidrelétrico, bem como o cenário de vencimento das concessões, desde já elaborem estudos mais consistentes, que possam estimular novos investimentos em repotenciação e modernização em hidrelétricas, inclusive argumentando sobre as vantagens ambientais em relação à implantação de novos empreendimentos;

9.2.1.6. assegure, nos acordos de intercâmbio de energia com países vizinhos, celebrados por instrumentos contratuais diversos, a inclusão de cláusulas que estabeleçam sanções efetivas no caso de descumprimento das partes;

9.2.2. à Empresa de Pesquisa Energética (EPE) que:

9.2.2.1. avalie os indícios de aumento de vazões em bacias hidrográficas de grande potencial de geração de energia, como é o caso da bacia do rio Paraná, e analise a conveniência de inaugurar novas linhas de pesquisas visando à aplicação dos resultados das mudanças climáticas em possíveis ações de repotenciação e modernização de usinas hidrelétricas;

9.2.2.2. em novas simulações para cálculo dos benefícios de repotenciação e modernização de usinas hidrelétricas, ratifique ou reveja o rendimento máximo teórico para o conjunto turbina-gerador, de forma a justificar o índice adotado ou torná-lo mais próximo à realidade da evolução tecnológica;

9.2.2.3. em articulação com o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Renováveis (Ibama), desenvolva metodologia para quantificar comparativamente os custos e os benefícios econômicos e ambientais de ações de repotenciação e modernização de hidrelétricas existentes e do porte ótimo dos reservatórios em hidrelétricas a serem construídas;

9.2.2.4. elabore e encaminhe ao Tribunal, no prazo de 90 dias, estudos que determinem os níveis ótimos de margem entre capacidade de geração assegurada, capacidade de geração média e demanda (carga), em relação ao custo de manutenção dessas margens;

9.2.3. à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) que:

9.2.3.1. exija, em suas fiscalizações periódicas, a informatização/digitalização e a atualização dos documentos de engenharia das usinas hidrelétricas;

9.2.3.2. ajuste a Resolução 166/2005, de forma a tornar o rateio do encargo Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) proporcional ao consumo de energia - forma selo;

9.2.3.3. aprimore a regulação setorial no que se refere à pública divulgação dos aumentos dos encargos setoriais, em especial em relação aos custos associados à segurança do sistema (sinal de preço defasado);

9.2.4. à Casa Civil da Presidência da República que, na qualidade de responsável pela articulação interinstitucional, acompanhe a implementação das recomendações e determinações constantes deste Acórdão;

9.3. determinar à Sefid que monitore a implementação das determinações e recomendações acima delineadas;

9.4. dar ciência deste Acórdão, acompanhado das peças que o fundamentam, à Casa Civil da Presidência da República, ao Ministério de Minas e Energia (MME), ao Ministério do Meio Ambiente (MMA), à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), à Empresa de Pesquisa Energética (EPE), à Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), às Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás), ao Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel), à Eletrobrás Termonuclear S.A. (Eletronuclear), ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama), à Comissão Nacional de Energia Nuclear (Cnen), às Comissões da Câmara dos Deputados de (a) Minas e Energia, (b)

Fiscalização Financeira e Controle; (c) Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável, e (d) Defesa do Consumidor; às Comissões do Senado Federal de (a) Meio Ambiente, Defesa do Consumidor e Fiscalização e Controle e (b) Serviços de Infraestrutura; e à 3ª Câmara de Coordenação e Revisão do Ministério Público Federal.’.

Em sua primeira análise de monitoramento (TC-004.475/2013-5) a unidade técnica assim se manifestou sobre o estágio de cumprimento de cada um desses itens:

‘ (...)

1. O Acórdão 1196/2010-TCU-Plenário fez determinações e recomendações ao Ministério de Minas e Energia (MME), à Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Muitas dessas determinações e recomendações foram implementadas, contudo, algumas são passíveis de aprofundamento. Assim, explicita-se a seguir o que de pronto pode ser considerado como aceite, o que merece estudo, o que está sendo tratado em outros processos e o que está pendente e pode ser elucidado por fiscalização.

**2. I. Itens 9.1.1 e 9.1.1.1 do Acórdão 1196/2010-TCU-Plenário**

(...)

1. Em sua manifestação (peça 2, p. 7), o MME considera que o ICB e demais variáveis utilizadas para parametrizar o preço da disponibilidade de energia são adequados para selecionar empreendimentos com diferentes tecnologias e, portanto, não produzem distorções na matriz de geração de energia elétrica brasileira. De acordo com o Ministério, a atividade de geração é por conta e risco do gerador, o que permite que optem por informar custo fixo e variável como melhor lhes convier, pois as consequências dessa decisão serão de sua exclusiva responsabilidade.

2. Considera-se este item não cumprido, uma vez que essa resposta vai de encontro ao relatório de auditoria que considerou a matriz de geração elétrica em implantação problemática, haja vista que os Leilões de Energia Nova, realizados à época, resultaram majoritariamente em térmicas a óleo combustível.

3. Dessa forma, propõe-se que, a luz dos resultados dos últimos leilões de energia, seja realizada fiscalização no MME e EPE, com o objetivo de examinar o cálculo do ICB e seu reflexo na atual matriz de geração elétrica do País.

**II. Item 9.1.1.2 do Acórdão 1196/2010-TCU-Plenário**

(...)

4. O Ministério informou que os referidos custos da energia de reserva beneficiam a todos, pois não há possibilidade de o consumidor livre adotar a manutenção sistemática de insuficiência de lastro para adquirir, por meio de energia de reserva, energia mais barata do que poderia ser obtida por meio dos contratos de longo prazo. Conforme determinado no art. 2º, inciso II, e no art. 3º do Decreto 5.163/2004, os consumidores não supridos integralmente em condições reguladas, pelos agentes de distribuição e agentes vendedores, deveriam, a partir de 1º de janeiro de 2005, garantir o atendimento a 100% de suas cargas, em termos de energia e potência, por intermédio de geração própria ou de contratos registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e, quando for o caso, aprovados, homologados ou registrados na Aneel.

5. Os volumes liquidados no Mercado de Curto Prazo (MCP) são majoritariamente decorrentes de ajustes entre geradores, resultantes da operação centralizada estabelecida pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Considerando o volume de energia elétrica contratada no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), por meio de contratos de disponibilidade, os consumidores cativos são fortemente beneficiados por patamares baixos de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), porque não arcam com o Custo Variável Unitário (CVU) de térmicas que seriam despachadas (peça 2, p. 8-9).

6. Consideramos esse item não cumprido, uma vez que a resposta não é suficiente para elucidar a questão. Os contratos dos consumidores livres são sigilosos e não há como saber se estão 100% contratados, como determina a lei, nem se há lastro nos contratos que



estão cadastrados na CCEE, pois a esses consumidores, que consomem 30% da carga total, é dada a prerrogativa de firmar contratos *ex-post*. Com isso, há a possibilidade de comportamento especulativo, por meio de uma elevada proporção de contratos mensais *ex-post*, aproveitando a predominância de preços extremamente baixos do Custo Marginal de Operação (CMO).

7. Portanto, propõe-se que seja realizada fiscalização na Aneel e na CCEE, com o objetivo de verificar se os consumidores não supridos integralmente em condições reguladas estão aproveitando a predominância de preços extremamente baixos do CMO para adotar um comportamento especulativo.

### **III. Item 9.1.1.3 do Acórdão 1196/2010-TCU-Plenário**

(...)

8. O presente tema foi tratado em processos específicos sobre o vencimento das concessões: Acórdão 3012/2011-TCU-Plenário, lavrado no TC-028.862/2010-4, e Acórdão 1042/2012-TCU-Plenário, TC-004.916/2012-3. Ressalta-se que houve determinação específica do TCU sobre a realização de estudos prévios por parte do Poder Concedente, item 9.1 do Acórdão 3149/2012-TCU-Plenário. O Plenário decidiu sobrestar a decisão sobre o cumprimento da decisão.

9. Dessa forma, considera-se prejudicada a avaliação do cumprimento desse item.

10. Mesmo assim, registra-se a publicação da Lei 12.783/2013, que antecipou a renovação das concessões que ocorreriam até 2017 e a publicação do Decreto 7891/2013, que estabeleceu as regras gerais para o cálculo das indenizações e das novas tarifas praticadas. A partir desses normativos a Aneel desenvolveu estudos e cálculos, objeto de fiscalização em andamento, TC-001.843/2013-3, com a participação da SefidEnergia e da SecobEnergia, para a aferição dessas indenizações e tarifas.

### **IV. Item 9.1.1.4 do Acórdão 1196/2010-TCU-Plenário**

(...)

11. Com referência a esse item, o MME informa apenas que está atento ao vencimento dos contratos de energia elétrica, inclusive aqueles de menor custo, provenientes de empreendimentos existentes, a serem descontratados a partir de 2012.

12. No final de 2012, a renovação das concessões garantiu a recontração de parte da energia, mas como nem todas as concessionárias aderiram à renovação, outra parte da energia permaneceu descontratada pelo mercado regulado. Somente em março de 2013 foi realizado leilão A-1, mas não houve interessados, uma vez que o preço da energia no mercado de curto prazo (PLD) se encontrava em patamares muito superiores ao oferecido pelo mercado regulado. Como consequência, as distribuidoras de energia estão recorrendo ao PLD para cobrir o montante de energia descontratado. Tal fato gera insegurança ao sistema e o incremento da tarifa, haja vista o alto preço da energia no PLD atualmente.

13. Assim, considera-se esse item não cumprido e propõe-se que seja novamente objeto de fiscalização.

### **V. Item 9.1.1.5 do Acórdão 1196/2010-TCU-Plenário**

(...)

14. O Ministério informou que o CNPE publicou, em 16/12/2003, a Resolução 10, estabelecendo que, na elaboração dos Programas Mensais de Operação (PMO), o ONS deveria utilizar uma curva bianual de segurança de armazenamento dos reservatórios equivalentes das usinas hidrelétricas. Assim, essa Curva de Aversão ao Risco (CAR) passou a estabelecer os níveis de energia armazenada, em base mensal, adotados como referência para a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) (peça 2, p. 11).

15. Adicionalmente, o CNPE publicou a Resolução 8, de 20/12/2007, estabelecendo que, extraordinariamente, com vistas à garantia do suprimento de energia, o ONS poderia despachar recursos energéticos fora da ordem de mérito econômico ou mudar o sentido do

intercâmbio entre submercados, por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) (peça 2, p. 12).

16. Com referência aos estudos do ONS, consolidados em notas técnicas, que embasaram os despachos fora da ordem de mérito no período 2007/2008, o MME destacou: NT-191/2007 - Avaliação do suprimento de energia à região Nordeste - Situação e propostas apresentadas ao CMSE em 12/12/2007; NT-059/2008 - Procedimentos operativos de curto prazo para aumento da segurança energética do Sistema Interligado Nacional e NT-085/2009 - Diretrizes para garantir a segurança do atendimento do Sistema Interligado Nacional - SIN, que consolidou as diretrizes que foram seguidas pelo ONS extraordinariamente para o despacho dos recursos energéticos fora da ordem do mérito econômico ou para mudar o sentido entre submercados (peça 2, p. 12-13).

17. O MME enumerou ainda uma série de análises técnicas apresentadas pelo ONS quando, em reuniões do CMSE, foram tomadas decisões para garantir a segurança do atendimento eletroenergético do SIN (peça 2, p. 13-15).

18. Considera-se o item cumprido. Entretanto, apesar de o Ministério ter apresentado os estudos que embasaram a decisão do Comitê para despacho fora da ordem de mérito no período 2007/2008, verifica-se que esse procedimento, que deveria ser extraordinário, continua sendo largamente utilizado, desde outubro de 2012, com o consequente aumento na tarifa de energia elétrica e gerando dúvidas quanto à suficiência de geração para o atendimento da demanda.

19. Dessa forma, propõe-se que seja realizada fiscalização no MME, Aneel e ONS, com o objetivo de apurar as consequências dos despachos dos recursos energéticos fora da ordem do mérito econômico e das mudanças do sentido entre submercados.

#### **VI. Itens 9.1.2 e 9.1.2.1 do Acórdão 1196/2010-TCU-Plenário**

(...)

20. A Aneel informou, em 2010, que, no âmbito dos trabalhos que estavam sendo desenvolvidos em conjunto com o Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea), o referido estudo teria prazo de duração de seis meses. Entretanto, à época, o Ipea não dispunha de cronograma, pois estava na fase de finalização do edital de chamada pública de pesquisadores para possibilitar o desenvolvimento dos trabalhos (peça 3, p.1).

21. Ocorre que a contratação do Ipea ainda não foi concretizada, como se verifica na resposta dada pela Aneel (peça 11, p.1). Portanto, considera-se esse item não cumprido.

22. Dessa forma, propõe-se realizar fiscalização para avaliar a consequência de não haver sido contratado o Ipea para a definição da curva do custo do déficit de energia, tendo em vista que, desde o apagão de 2001, tal tarefa havia sido atribuída a Aneel, conforme § 3º do art. 6º da Resolução 109, de 24/1/2002, da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica.

#### **VII. Item 9.1.2.2 do Acórdão 1196/2010-TCU-Plenário**

(...)

23. Aneel acredita que não é necessário implementar nova metodologia para o planejamento da operação de médio prazo do SIN, restando apenas adequar a metodologia em vigor quando necessário.

24. Com referência ao modelo computacional, a Agência esclarece que estava programando a realização de licitação internacional para contratação de um programa espelho ao *Newave*, que é a ferramenta atualmente utilizada para o planejamento da operação de médio prazo. Porém, foi decidido utilizar o conhecimento de pesquisadores e profissionais que estão desenvolvendo modelos similares nas universidades brasileiras, por meio do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Estratégico - P&D. Assim, foi realizada a Chamada Pública 1/2008 P&D 'Modelo de Otimização do Despacho Hidrotérmico', com previsão de entrega do resultado do estudo no primeiro semestre de 2012.

25. Ocorre que a Aneel até agora não tem um produto final, estando em fase de avaliação as propostas apresentadas como resultado do modelo, como se verifica na resposta dada pela Aneel (peça 11, p. 2). Portanto, considera-se esse item em cumprimento.

26. Assim, propõe-se realizar fiscalização para avaliar a consequência da não implementação de nova metodologia de planejamento da operação energética de médio prazo.

#### **VIII. Item 9.1.2.3 do Acórdão 1196/2010-TCU-Plenário**

(...)

27. Em 2010, a Aneel respondeu que o referido termo de compromisso firmado entre a Agência e a Petrobras teve como objetivo adequar a capacidade de geração simultânea considerada nos modelos de planejamento da operação e de formação de preços com a capacidade de oferta de combustível. O referido termo foi realizado em uma conjuntura de transição em que existiam no SIN termelétricas sem contratos comerciais, mas que, no entanto, faziam parte do planejamento da operação do ONS. A Agência avaliava, à época, que, com o término do termo de compromisso, as regulamentações existentes com sanções aos agentes geradores, por não cumprimento de suas obrigações, seriam suficientes para assegurar o fornecimento de gás natural ou outro combustível às usinas termelétricas.

28. Em 2011, o termo de compromisso entre a Aneel e a Petrobras, que tinha duração até 31/12/2011, foi substituído por outro documento, denominado ‘Carta Compromisso’, que reproduz as cláusulas básicas do primeiro termo de compromisso e tem vigência até 2015. Portanto, considera-se esse item cumprido.

29. Ainda assim, entende-se importante verificar como está se dando na prática o fornecimento de gás e o cumprimento do termo de compromisso firmado com a Petrobras no período de 2011 a 2015.

30. Portanto, propõe-se realizar fiscalização no MME, Aneel, Petrobras e ONS, com o objetivo de aferir o impacto do termo de compromisso que vigora até 2015, associado à hipótese de despacho termoeletrico pleno durante todo o ano de 2013.

#### **IX. Item 9.1.3 do Acórdão 1196/2010-TCU-Plenário**

(...)

31. Conforme peça 2, p. 1, foi criado o Sistema ‘Acompanhamento dos Empreendimentos Geradores de Energia (AEGE)’. Além disso, foi firmado Acordo Operacional entre EPE e ONS para intercâmbio de informações sobre operação ao final de cada ano, dados das usinas futuras vendedoras nos leilões de energia e das usinas constantes do Plano Decenal de Energia (PDE). Portanto, considera-se essa determinação cumprida.

#### **X. Item 9.1.4 do Acórdão 1196/2010-TCU-Plenário**

(...)

32. No sítio do MME estão disponibilizadas as atas do CMSE a partir das reuniões ocorridas em 2009. Portanto, considera-se esse item cumprido.

33. Além das determinações já transcritas, no Acórdão 1196/TCU-Plenário constam as seguintes recomendações proferidas pelo Tribunal:

#### **XI. Itens 9.2.1 e 9.2.1.2 do Acórdão 1196/2010-TCU-Plenário**

(...)

34. Com referência a essa recomendação, o Ministério em sua manifestação informou que suas ações se baseiam em estudos técnicos, sejam eles realizados por equipe própria ou realizados por instituições vinculadas. Especificamente, para a atividade de planejamento, a EPE cumpre importante papel de prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético (peça 2, p.16). Portanto, considera-se esse item implementado.

#### **XII. Item 9.2.1.3 do Acórdão 1196/2010-TCU-Plenário**

(...)

35. Foi verificado que os planos decenais de expansão estão sendo tempestivamente publicados. Portanto, o item foi implementado.



**XIII. Itens 9.2.1.4, 9.2.1.5 e 9.2.1.6 do Acórdão 1196/2010-TCU-Plenário****(...)**

36. O MME não se manifestou sobre esses itens. Portanto, considera-se que não foram implementados. Assim, propõe-se verificar as ações adotadas pelo MME com referências às recomendações constantes dos itens 9.2.1.4, 9.2.1.5 e 9.2.1.6, na fiscalização proposta.

**XIV. Itens 9.2.2, 9.2.2.1 e 9.2.2.3 do Acórdão 1196/2010-TCU-Plenário****(...)**

37. Com referência às recomendações à EPE, constantes dos itens 9.2.2.1, 9.2.2.2 e 9.2.2.3, que tratam de repotenciação e modernização, a Empresa reitera as ponderações anteriormente feitas ao Tribunal no documento anexo ao Ofício 0411/EPE/2009, de 15/6/2009, de que ‘a repotenciação e modernização de usinas hidrelétricas podem ter um impacto positivo sobre a segurança energética no sentido de preservar a capacidade de geração do sistema existente, porém sem agregar energia nova ao sistema interligados nacional em quantidade significativa, que possa dispensar a utilização de novas fonte de geração de energia’ (peça 2, p. 2).

38. A resposta da EPE não esclarece se houve ou não o cumprimento das recomendações. Professor Célio Bermann, do Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo (IEE/USP), no relatório ‘A repotenciação de usinas hidrelétricas como alternativa para o aumento da oferta de energia no Brasil com proteção ambiental’ mostra que das 157 hidrelétricas de grande porte, 70 tem mais de 20 anos de operação, portanto, poderiam ser repotenciadas e modernizadas, acrescentando 8 mil megawatts à geração atual de energia, com grande ganho para o sistema. Por isso, considera-se esses itens não cumpridos.

39. Assim, propõe-se verificar as ações adotadas pela EPE com referência às recomendações constantes dos itens 9.2.2.1, 9.2.2.2 e 9.2.2.3, na fiscalização proposta.

40. No que se refere aos benefícios econômicos e ambientais do porte ótimo dos reservatórios em hidrelétricas a serem construídas, abordado no item 9.2.2.3, a EPE afirma que o Plano Decenal de Energia - PDE 2019 indica claramente a ‘tendência de redução da capacidade de armazenamento dos reservatórios em relação ao aumento da carga de energia elétrica, tendo em vista que a maioria das usinas viáveis no horizonte decenal não possuem características de regularização, operando a fio d’água. Os custos e benefícios econômicos e socioambientais associados à substituição da geração hidrelétrica que deixa de ser produzida devido à tendência de se restringir o tamanho dos reservatórios das usinas hidrelétricas, são pontos a serem abordados, de forma global e integrada, nos estudos deste assunto’ (peça 2, p. 3).

41. Nessa questão, a EPE concorda que há uma redução significativa da capacidade de armazenamento dos reservatórios, mas que as usinas viáveis de serem construídas não possuem capacidade de regularização. Entretanto, a empresa não informa se foi realizado estudo específico sobre o porte ótimo dos reservatórios de futuras hidrelétricas. Portanto, considera-se o item não cumprido.

**XV. Item 9.2.2.4 do Acórdão 1196/2010-TCU-Plenário****(...)**

42. Sobre esse item, que diz respeito ao planejamento da expansão da oferta de energia elétrica, a EPE observa que são obedecidos os critérios estabelecidos pelo CNPE que indicam como critério econômico a igualdade entre o Custo Marginal de Operação (CMO) e o Custo Marginal de Expansão (CME) e como critério de segurança o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica, ou risco de déficit, limitada a 5% dos cenários hidrológicos. Os estudos associados ao PDE produzem como resultado as margens de segurança citada no referido item, tendo em conta os mencionados critérios (peça 2, p. 3). Considera-se esse item implementado.

**XVI. Itens 9.2.3. e 9.2.3.1 do Acórdão 1196/2010-TCU-Plenário**

(...)

43. A Aneel em sua manifestação relacionou todos os documentos técnicos exigidos, informando que estão disponibilizados e que são objetos de fiscalizações periódicas, quando são verificados e atualizados (peça 4, p. 1). Portanto, considera-se o item implementado.

**XVII. Item 9.2.3.2 do Acórdão 1196/2010-TCU-Plenário**

(...)

44. A Agência informou que o assunto estava sendo tratado no âmbito dos estudos relacionados à estrutura tarifária, com audiência pública prevista para o segundo semestre de 2010, no âmbito do P&D Estratégico 008/2008 (peça 4, p. 3). Considera-se o item em implementação.

45. Portanto, propõe-se realizar fiscalização para verificar se foi concretizado o ajuste da Resolução 166/2005.

**XVIII. Item 9.2.3.3 do Acórdão 1196/2010-TCU-Plenário**

(...)

46. Esses aumentos estão sendo divulgados no sítio da CCEE (peça 3, p. 1). Portanto, considera-se esse item implementado.

**XIX. Item 9.2.4 do Acórdão 1196/2010-TCU-Plenário**

(...)

47. Não houve manifestação da Casa Civil acerca dessa recomendação.

48. Assim, propõe-se que, com referência às recomendações constantes do Acórdão 1196/2010-TCU-Plenário, aquelas não atendidas sejam objeto de verificação na fiscalização proposta.

(...)

**PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO**

Considerando o Quadro 2, das 22 determinações/recomendações, 9 foram cumpridas/implementadas, 1 prejudicada, 10 não cumpridas/não implementadas e 2 em cumprimento/em implementação. Contudo, mesmo algumas consideradas cumpridas serão objeto de proposta de fiscalização tendo em vista as mudanças ocorridas no setor elétrico e o iminente risco de suprimento energético que vem se configurando, desde outubro de 2012, com o recorrente despacho fora da ordem do mérito das usinas térmicas. Ante o exposto, propõe-se, em relação ao Acórdão 1196/2010-TCU-Plenário:

- a) Considerar cumpridos os itens 9.1.1.5, 9.1.4, 9.1.3;
  - b) Considerar implementados os itens: 9.2.1.2, 9.2.1.3, 9.1.2.3, 9.2.3.1, 9.2.3.3 e 9.2.2.4;
  - c) Considerar não cumpridos os itens 9.1.1.1, 9.1.1.2, 9.1.2.1 e 9.1.1.4;
  - d) Considerar não implementados os itens: 9.2.1.4, 9.2.1.5, 9.2.1.6, 9.2.2.1, 9.2.2.2 e 9.2.2.3;
  - e) Considerar em cumprimento o item: 9.1.2.2;
  - f) Considerar em implementação o item: 9.2.3.2;
  - g) Considerar prejudicado o item 9.1.1.3;
  - h) O envio dos autos ao Gabinete do Exmº Ministro-Relator, Augusto Sherman Cavalcanti, para que autorize a fiscalização dos itens 9.1.1.1, 9.1.1.2, 9.1.1.4, 9.2.1.4, 9.2.1.5, 9.2.1.6, 9.1.2.1, 9.1.2.2, 9.2.3.2, 9.2.2.1, 9.2.2.2, 9.2.2.3, 9.1.2.1, 9.1.2.2, 9.1.2.3, nos termos do art. 157 c/c art. 243 do Regimento Interno do TCU;
- (...).”.

3. Por meio do Acórdão 1.126/2013, este Plenário autorizou a realização da fiscalização proposta pela unidade técnica.

4. Os achados dessa fiscalização foram analisados na instrução da unidade técnica baixo transcrita:

“(...)

## 2. ANÁLISE DO ATENDIMENTO DAS DELIBERAÇÕES

49. Antes de iniciar a análise, registra-se que o relatório preliminar de auditoria (peça 65) foi enviado ao Ministro de Minas e Energia (peça 76) para manifestação, caso quisesse, acerca do mesmo. A análise que segue incorpora a manifestação, externada por meio da Nota Informativa 3/2013-SE-MME (peça 93, p. 2-6), em alguns itens, já que o gestor não abordou todos os itens levantados pela equipe de auditoria.

### 2.1. Segurança do suprimento

50. O item 9.1.1.5 do Acórdão 1196/2010-TCU-Plenário, direcionado ao MME, determinou que esse órgão informasse ao TCU:

os estudos técnicos previstos na Resolução 08/2007 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), art. 2º, parágrafo único, que embasaram a decisão do Comitê para despacho fora da ordem de mérito no período 2007/2008.

51. Em atendimento ao referido acórdão, o MME enumerou uma série de estudos e análises técnicas apresentadas pelo ONS em reuniões do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), nas quais foram tomadas decisões para garantir a segurança do atendimento eletroenergético do Sistema Interligado Nacional (SIN) (peça 52, p. 12-13), cujas consequências dos despachos dos recursos energéticos fora da ordem do mérito econômico são analisadas nesta fiscalização.

#### **2.1.1. Evolução da modelagem do Sistema Interligado Nacional (SIN)**

52. O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. O SIN é dividido em quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontram-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica.

53. O ONS é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN, sob fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). As ações do ONS devem prezar pela segurança do sistema e pelo uso eficiente dos recursos. Para isso, essa instituição dispõe de modelos computacionais que realizam a operação em três horizontes: médio prazo (até cinco anos), curto prazo (mensal) e programação diária.

54. O *Newave*, que é a principal ferramenta de planejamento de médio prazo do ONS, emprega a técnica da Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) para definir mensalmente o quanto será gerado pelas usinas hidrelétricas e pelas usinas térmicas e os intercâmbios entre os subsistemas, atendendo à demanda de energia no país num horizonte de cinco anos.

55. O objetivo do modelo é minimizar o valor esperado do custo operacional do sistema, que é composto por duas parcelas: uma reflete o custo presente do combustível das usinas térmicas e a outra reflete o custo futuro do não atendimento da demanda de energia em função da decisão de gerar diferentes parcelas de energia hidráulica e térmica num determinado estágio.

56. O *Newave* transforma o sistema hidrotérmico interligado brasileiro num sistema equivalente constituído por quatro subsistemas composto por reservatórios equivalentes, usinas térmicas e a malha principal de transmissão de energia entre esses subsistemas.

57. A estratégia resultante, o reservatório equivalente por região, é o ponto de partida para o cálculo da geração por usina hidrelétrica individualizada, que é realizado por outro modelo computacional, o *Decomp*.

58. O acoplamento entre esses dois modelos procura garantir que as decisões tomadas sigam o princípio de minimização do custo total esperado de operação para todo o horizonte de análise.

59. O Decomp emprega a técnica da Programação Linear (PL) e é processado para um horizonte de curto prazo. Ele define as parcelas de geração hidráulica e térmica para cada usina do sistema. O Decomp também define o Custo Marginal de Operação (CMO), que equivale ao custo operacional da usina térmica mais cara despachada ou o custo futuro mais elevado da água.

60. O CMO é calculado para cada subsistema e é utilizado para definir o preço da energia (R\$/MWh) no mercado de curto prazo, com o nome de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). O mercado de curto prazo é gerido pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que utiliza os mesmos modelos computacionais.

61. O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), por meio da Resolução 9/2008, determinou que o planejamento da expansão da oferta de energia, a cargo da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), adotasse a igualdade entre o CMO e o Custo Marginal de Expansão (CME). Esse critério econômico deve ser atendido ao longo de todos os anos do horizonte de planejamento e em cada subsistema do SIN.

62. O CME representa o acréscimo de custo para suprir um aumento unitário na demanda de energia, ou seja, representa a expectativa de custo da expansão do parque de geração de energia elétrica. Na hipótese de expansão ótima e contínua, o CME será o custo do empreendimento obtido da curva de custo de expansão ao qual se fica indiferente entre construir o projeto ou operar o sistema a fim de atender à demanda adicional.

63. Além de ser empregado como critério no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), o CME também é utilizado em outros estudos do setor elétrico, tais como nos cálculos da garantia física de energia dos empreendimentos de geração e nos estudos de expansão da transmissão (valoração das perdas elétricas).

#### **2.1.2. Despachos fora da ordem de mérito e impactos na tarifa de energia elétrica via encargo tarifário (ESS)**

64. O racionamento de 2001 acabou por evidenciar o esgotamento do paradigma da operação pelo mínimo custo total esperado. Por esse paradigma, a operação se conformava com o patamar de 95% de garantia de suprimento, ou seja, lidava com o risco anual de 5% de déficit de energia.

65. Desse modo, o governo determinou, por meio da Resolução 109 da Câmara de Gestão da Crise de Energia, de 24/1/2002, que fosse traçada, para cada região, uma curva de segurança de armazenamento em razão das incertezas das afluências. Essa curva, que é traçada a partir da escolha de uma combinação de condições hidrológicas severas para os próximos dois anos, passou a ser chamada Curva de Aversão ao Risco (CAR) e, como requisito de segurança, convive com o critério de mínimo custo esperado, absoluto até então.

66. Em atendimento a essa resolução, o ONS, em conjunto com o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel), introduziu no modelo *Newave* o mecanismo de aversão ao risco, baseado na CAR bianual. Por esse mecanismo, caso o nível de algum dos reservatórios equivalentes esteja abaixo da CAR, o valor da água para esse subsistema torna-se automaticamente igual ao custo da usina termelétrica mais cara do SIN. Isso marcou a introdução, no âmbito da solução de mínimo custo esperado, da preponderância do atendimento energético representado pelo requisito de segurança informado por meio da CAR.

67. A introdução desse mecanismo de aversão ao risco no modelo *Newave*, contudo, não evitou que, em diversas ocasiões, os sinais provenientes dos modelos *Newave* e Decomp fossem desconsiderados, resultando em decisões de despacho, pelo ONS, diferentes das indicadas por esses modelos, o que se denominou despachos fora da ordem de mérito econômico.

68. Com vistas a uma segurança ainda maior de atendimento, além da CAR, com autorização da Resolução CNPE 8/2007, o ONS incorporou na definição do despacho hidrotérmico, à margem da solução apresentada pela cadeia de modelos computacionais (*Newave* e Decomp), um conjunto de Procedimentos Operativos de Curto Prazo (POCP). Por esses procedimentos, o ONS passou a acionar as térmicas ao longo do ano de maneira a atingir em

novembro, ao final do período seco de cada ano, um nível de armazenamento que garantisse a segurança operativa do ano seguinte. Esses procedimentos, propostos pelo ONS, foram homologados pela Aneel em maio de 2009.

69. No início de 2008, houve um desequilíbrio estrutural entre a oferta de geração e a demanda devido a problemas de abastecimento de gás natural. Além de afetar os preços de curto prazo (PLD), o desequilíbrio estrutural gerou impacto negativo na segurança de suprimento.

70. Com a finalidade de cobrir os custos decorrentes desses despachos fora da ordem de mérito, por decisão do CMSE, foi estabelecido, no final de 2007, o Encargo por Razão de Segurança Energética como uma parcela dos Encargos de Serviços do Sistema (ESS). Os ESS contemplam ainda o ressarcimento aos agentes de geração dos Custos das Restrições de Operação e prestação de Serviços Ancilares.

71. Os ESS consistem basicamente num valor, em R\$/MWh, correspondente à média dos custos incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema. Esses custos, até a publicação da Resolução CNPE 3/2013, não estavam incluídos no CMO nem no PLD, uma vez que eram decorrentes de despachos que não tinham amparo nos modelos *Newave* e *Decomp*.

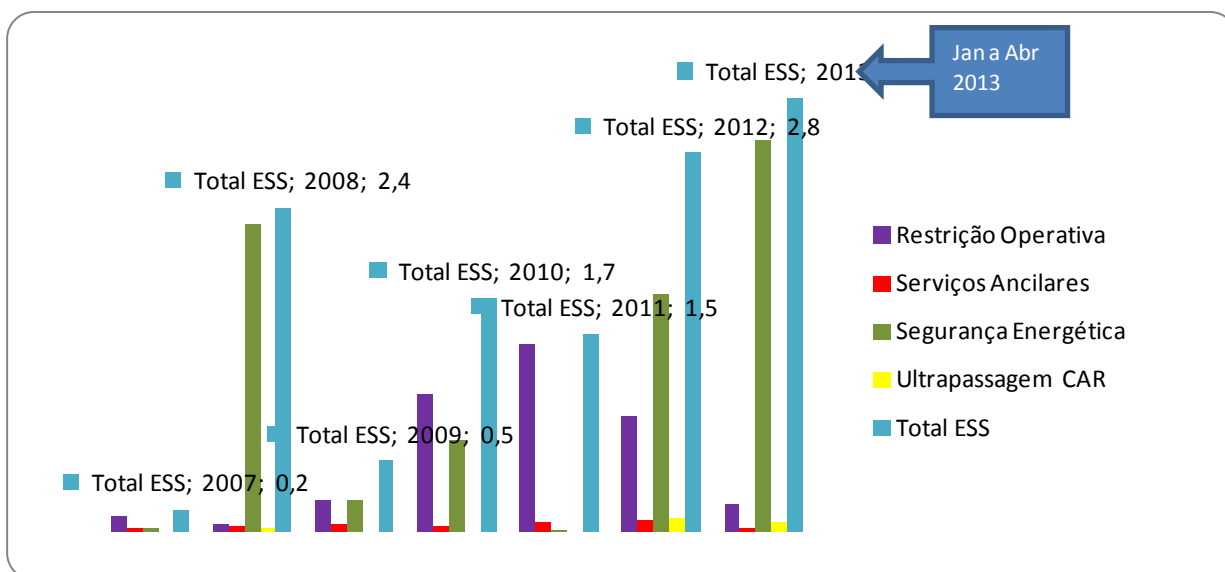
72. A utilização pelo ONS dos POCP, que possuem um caráter ainda mais conservador que a CAR, resultou num maior despacho das usinas térmicas, cujos custos foram transferidos, até março de 2013, apenas para os consumidores via ESS. Com as mudanças introduzidas pela Resolução CNPE 3/2013, todos os agentes com medição de consumo registrada na CCEE passaram a pagar o encargo. **Em 2012 o recebimento pelas usinas devido a Encargo por Segurança Energética atingiu o valor de R\$ 1,76 bilhão e o total do recebimento dos Encargos de Serviços de Sistema foi de R\$ 2,8 bilhões.**

73. A partir de outubro de 2012, quando as condições hidrológicas nas principais bacias hidrográficas do SIN foram iguais ou inferiores à média de longo termo nos subsistemas, o ONS passou a despachar praticamente todas as térmicas, fazendo com que o Encargo por Segurança Energética, que até o final de 2007 não existia, atingisse valores recordes. **De janeiro a abril de 2013, o valor desse encargo para fins de segurança energética já atingia R\$ 2,9 bilhões de um total de ESS de R\$ 3,2 bilhões.**

74. O Gráfico 1 apresenta os recebimentos por ESS, no qual se nota que, somente em 2011, ano de hidrologia muito favorável, praticamente não houve recebimento do ESS por Segurança Energética (ilustrado no gráfico pela terceira barra em cada ano). Vale notar ainda os elevados valores do encargo por restrição operativa entre 2010 e 2012 (ilustrado no gráfico pela primeira coluna em cada ano) devidos basicamente a atrasos em linhas de transmissão, assunto que é tratado no item 2.1.6.

75. Ao longo desses anos, essa forma determinística de atuar do ONS foi respaldada pelo CMSE, em observação à Resolução CNPE 8/2007, como pode ser observado nas atas publicadas no site do MME.





**Gráfico 1 - Recebimentos por Encargos de Serviços de Sistema (ESS) - Valores em R\$ bilhões**

Fonte: CCEE ([www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br))

### **Manifestação do gestor**

76. Na peça 93 (p. 2-3), o MME, além de manifestar-se mostrando o arcabouço legal que delimita a operação do setor elétrico e a constituição do CNPE, ressalta a internalização de procedimentos operativos na nova versão dos programas computacionais de operação, conforme transcrito:

[...]

3.1. O § 4º, do art. 1º, da Lei 10.848, de 15 de março de 2004, estabeleceu que na operação do Sistema Interligado Nacional - SIN serão considerados:

- (i) a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para o atendimento aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho das usinas; e
- (ii) os mecanismos de segurança operativa, podendo incluir curvas de aversão ao risco de déficit de energia.

3.2. O CNPE, criado pela Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997, órgão de assessoramento do Presidente da República para formulação de políticas e diretrizes de energia, tendo em vista suas competências e o disposto no inciso I, do art. 1º, do Decreto 3.520, de 21 de junho de 2000, editou a Resolução 3, de 6 de março de 2013, aprovada pela Presidenta da República, que estabelece as diretrizes para a internalização de mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço.

[...]

3.4. A utilização das novas versões dos programas computacionais NEWAVE e DECOMP, a partir do Programa Mensal de Operação Energética - PMO de setembro de 2013, elaborado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, já foi homologada pela Agenda Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, com a publicação do Despacho 2.978, de 27 de agosto de 2013.

### **Análise**

77. Com a atualização dos programas computacionais de operação, é esperada diminuição de frequência dos despachos fora da ordem de mérito e consequente redução do ESS por Razão de Segurança Energética.

#### **2.1.3. Despachos fora da ordem de mérito e seus impactos no planejamento, operação e comercialização de energia elétrica**

78. De 2007 até março de 2013, o ONS despachou usinas termelétricas fora da ordem de mérito de custo econômico indicado pelos modelos computacionais *Newave* e *Decomp* sem que, portanto, esses despachos afetassem o CMO e o PLD, mas apenas o ESS.

79. Em março de 2013, o CNPE, por meio da Resolução CNPE 3, de 6/3/2013, determinou que fosse feita a internalização dos mecanismos de aversão ao risco (além da CAR) no *Newave* e *Decomp*. Essa medida afeta, portanto, o cálculo do CMO e do PLD, bem como o rateio do custo da geração térmica até então despachada fora da ordem de mérito. A referida resolução estabeleceu ainda que, provisoriamente e até que ocorra essa internalização, esses parâmetros incorporarão uma Curva de Aversão ao Risco (CAR) quinquenal.

80. O objetivo dessas medidas é corrigir distorções no mecanismo de formação de custos e preços no mercado de curto prazo, elevando os valores do CMO e do PLD, ao considerar os maiores custos operativos, decorrentes dos despachos mais frequentes das térmicas.

81. A Aneel, por meio da Resolução Normativa 576/2013 (peça 82, p. 2), revogou todas as disposições normativas atinentes a Curva de Aversão a Risco de Racionamento (CAR) e a Procedimentos Operativos de Curto Prazo (POCP) e, por meio do Despacho 2978/2013 (peça 82, p. 3), aprovou as novas versões dos modelos computacionais *Newave* e *Decomp*.

**82. Deve-se ressaltar que essa internalização não reduzirá o despacho de usinas térmicas, já que os mecanismos de aversão ao risco estarão internalizados nos modelos. No entanto, os custos desses despachos refletirão nos valores do CMO e do PLD, reduzindo, portanto, os despachos fora da ordem indicados pelos modelos computacionais e, por conseguinte, os valores de ESS por Segurança Energética.**

83. Ressalta-se, ainda, que, ‘por decisão do CMSE, extraordinariamente e com o objetivo de garantir o suprimento energético, o ONS poderá, adicionalmente ao indicado pelos programas computacionais, despachar recursos energéticos ou mudar o sentido do intercâmbio entre submercados’, conforme previsto no art. 2º da Resolução CNPE 3/2013. Isto é, **mesmo após essa internalização, o ONS ainda tem a prerrogativa de deterministicamente efetuar o despacho, independente do que indiquem os modelos computacionais.**

84. A título de informação, merece registro que vários agentes do setor elétrico recorreram à Justiça Federal contra o rateio do ESS determinado pela Resolução CNPE 3/2013, a exemplo da Ação Ordinária 27834-41.2013.4.01.3400-4ª VF/DF, ajuizada contra a União pela Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (Apine). A Advocacia-Geral da União (AGU) fez o seguinte destaque na sua defesa:

a não realização do despacho termelétrico impactaria diretamente na segurança energética do país, aumentando significativamente o risco de se ter um racionamento de energia similar ao ocorrido nos anos 2001 e 2002, o que, evidentemente, representa a grave lesão à ordem público-administrativa e à economia pública que o presente pedido de Suspensão de Liminar objetiva evitar (peça 61, p. 19).

**85. As mudanças previstas na Resolução CNPE 3/2013 evidenciaram que havia distorções nos modelos computacionais utilizados nos estudos energéticos e na formação de preço. Essas distorções provocaram reflexos em toda a cadeia do sistema, desde o planejamento até a comercialização. Isto é, ao não incorporar os POCP na formação dos preços entre 2007 e março de 2013, o modelo causou:**

**a) descasamento entre o planejado pela EPE, que usa o CMO como parâmetro para o planejamento da expansão, e a operação do ONS;**

**b) sinais econômicos distorcidos para o mercado, na medida em que o CMO não capturava os despachos fora da ordem de mérito feitos pelo ONS e, portanto, acarretava distorções no PLD ao não incorporar o custo real de operação do sistema.**

86. Vale ressaltar que, em função da característica da oferta - novas térmicas com custos operativos altos, despachadas somente a partir da caracterização de condições hidrológicas adversas, e novas hidrelétricas sem reservatórios, com gradual perda de regularização - o sistema elétrico brasileiro vem sendo operado pelo ONS cada vez mais por mecanismos de aversão ao risco, agora sendo internalizados nos modelos, e não pela minimização do custo esperado da operação.

87. Esses fatores, por sua vez, afetam as garantias físicas das usinas, já que seu cálculo é dependente da metodologia do *Newave* (recentemente alterado).

**2.1.4. Despachos fora da ordem de mérito e seus impactos nas garantias físicas das usinas e, por consequência, na tarifa de energia elétrica via encargo de energia de reserva (ER)**

88. O art. 1º, § 7º, da Lei 10.848/2004 estabeleceu que cabe ao CNPE propor critérios gerais de garantia de suprimento de energia elétrica que assegurem o equilíbrio adequado entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços para o sistema elétrico brasileiro.

89. A quantidade máxima de energia que as usinas hidrelétricas, térmicas e eólicas podem comercializar é a sua garantia física, conforme art. 2º, inciso I e § 1º, do Decreto 5.163/2004. Este decreto, em seu art. 4º, também prevê que o CNPE deve propor critérios gerais de garantia de suprimento a serem observados pelo MME na determinação da forma de cálculo da garantia física dos empreendimentos de geração. Essa garantia se materializa por meio de um certificado de energia assegurada que cada usina recebe do MME. O somatório desses certificados corresponde à garantia física do sistema.

90. Enfatiza-se que a garantia física não significa geração efetiva de energia, mas sim a energia passível de ser vendida por um gerador e que essa energia é proporcional à sua contribuição estimada para a capacidade de geração do sistema. Dizendo de outro modo, as usinas estão autorizadas, por certificados de energia assegurada, a comercializarem uma quantidade pré-especificada de energia, independentemente da quantidade de energia que elas efetivamente geram.

91. O conjunto das usinas do sistema teve o cálculo da garantia física efetuado em datas e critérios diferentes. Em 2004, o CNPE, por meio da Resolução 1, de 17/11/2004, adotou como critério geral de garantia de suprimento o risco de 5% (risco de déficit) da insuficiência da oferta de energia em cada um dos subsistemas.

92. Em 2008, o CNPE, por meio da Resolução 9/2008, alterou o critério de cálculo das garantias físicas e estabeleceu, para esse cálculo e para o planejamento da expansão da oferta, a igualdade entre o Custo Marginal de Operação (CMO) e o Custo Marginal de Expansão (CME), simultaneamente atendendo ao limite de 5% para o risco de déficit. Alterou-se, portanto, o critério de cálculo das garantias físicas, mas permaneceram inalterados os certificados até então emitidos.

93. A metodologia de cálculo, as diretrizes e os processos de implantação da garantia física de energia e potência das usinas do sistema interligado, no entanto, foram definidas pela Portaria MME 303 (peça 38), de 18/11/2004, que também estabeleceu que a energia assegurada dos empreendimentos de geração seria o valor vigente da garantia física de então, o qual vigoraria até a data de 31/12/2014.

94. Ressalte-se que, como já relatado, a política de despacho térmico utilizada no planejamento setorial não era adotada na operação pelo ONS, até a publicação da Resolução CNPE 3/2013. Assim, a simulação da operação que definia o CMO, utilizado como paradigma de mensuração de custo do sistema, era distinta da operação real, o que refletia no valor real do CMO e, por consequência, no valor real da garantia física das usinas.

**95. A utilização de metodologias diferentes para o cálculo de garantias físicas e a utilização de parâmetros que não refletiam a real operação do sistema para a definição dessas garantias resultaram em superavaliação da carga crítica do sistema interligado. Ou seja, a soma das garantias físicas já atribuídas às usinas é maior que a atual garantia física total do sistema, ensejando um desequilíbrio (peça 30, p. 94).**

96. Ademais, usinas hidrelétricas antigas têm projetos com desajustes entre os parâmetros reais e de projetos, isso faz com que a razão entre a vazão medida e a nominal para a mesma potência (calculada a partir dos valores de projeto dos equipamentos) indique desajuste da produção de energia, ou seja, quantos m<sup>3</sup>/s a mais (em %) são necessários para produzir uma

determinada potência (peça 29, p. 29). A aferição dos parâmetros reais das usinas passa pela análise de: rendimento das máquinas, cota volume, batimetria do reservatório, séries de vazões, impacto dos projetos de irrigação ao longo dos rios, assoreamento e afluições.

97. O MME tem a possibilidade de realizar uma ampla revisão dos certificados de energia assegurada de todas as usinas do sistema a vigorar a partir de 2015. Isso não é tarefa fácil, sendo, contudo, necessária.

#### **Manifestação do gestor**

98. No que diz respeito à superavaliação da carga crítica do sistema e do fato de a soma das garantias físicas das usinas ser maior que a garantia física total do sistema, o MME assim se manifesta (peça 92, p. 3-4):

4.1. Conforme estabelecido no § 7º, do art. 1º, da Lei 10.848, de 2004, compete ao CNPE propor critérios gerais de garantia de suprimento, a serem considerados no cálculo das energias asseguradas e em outros respaldos físicos para a contratação de energia elétrica, incluindo importação.

4.2. O Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004, ao regulamentar a Lei 10.848, de 2004, estabeleceu no § 2º, do art. 2º, e no § 1º, do art. 40, respectivamente, que cabe ao MME definir a garantia física de energia e potência de empreendimento de geração, bem como disciplinar a sua forma de cálculo, de acordo com as critérios de garantia de suprimento propostos pelo CNPE.

[...]

4.4. Foi nesse sentido que o MME, por meio da Portaria 303, de 18 de novembro de 2004, definiu os montantes de garantia física dos empreendimentos de geração de energia elétrica e estabeleceu a vigência dos mesmos até 31 de dezembro de 2014, quando serão revistos.

#### **Análise**

99. Na situação posta, a gestão do setor elétrico, na qual se admite conviver com desequilíbrio entre a soma das garantias físicas das usinas e a garantia física total do sistema, é inadequada, comprometendo os objetivos almejados de manter o risco de déficit (estimado por sofisticados modelos que utilizam os equivocados valores de garantias físicas como parâmetro) em níveis aceitáveis. Mesmo porque a solução encontrada para forçar esse equilíbrio é cara e compromete a eficiência do sistema.

100. Para equacionar esse desequilíbrio, o Decreto 6.353/2008 instituiu o Encargo de Energia de Reserva (ER), que corresponde à contratação de uma oferta adicional de energia destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN. Para restaurar o real equilíbrio, sem afetar os contratos existentes e os direitos das usinas geradoras que receberam as garantias físicas maiores que a real, foi acrescida a energia de reserva, que não agrega lastro comercial de garantia física para venda aos agentes de consumo do mercado, pois é comercializada exclusivamente no mercado de curto prazo. Dessa forma, os contratos de comercialização de energia já firmados, com base em certificados de energia assegurada destoantes do real, não foram alterados.

101. Sobre a energia de reserva, o item 9.1.1.2 do Acórdão 1196/2010-TCU-Plenário determinou ao MME:

que informe a este Tribunal, no prazo de 90 dias, em conjunto com a EPE e a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), se os custos da energia de reserva, nos patamares atingidos nos últimos leilões, são compatíveis com a segurança que proporcionam ao sistema interligado, bem como se tais custos são isonomicamente arcados por todos os agentes, incluídos consumidores livres e cativos, que se beneficiam dessa segurança.

102. Há uma questão que atinge a própria concepção do modelo, pois um dos requisitos básicos da expansão do sistema é a compatibilização do lastro comercial com o efetivo dimensionamento elétrico do sistema. A contratação de usinas com lastro comercial superdimensionado em relação ao lastro físico (que deveria ser expresso adequadamente pelo certificado de energia assegurada) pode resultar em altos custos de operação do sistema e em uma deterioração da segurança do abastecimento. Ao definir as garantias físicas pelo modelo se

pressupõe que elas são suficientes para atender a demanda, o que não está ocorrendo, pois ainda faz-se necessária energia de reserva. Assim, há um desequilíbrio implícito que torna o sistema mais caro com a inserção do Encargo de Energia de Reserva, que é cobrado de todos os consumidores.

103. Desde 2008, é realizado anualmente o Leilão de Reserva. Já houve cinco leilões. Ao todo, foram contratados 3.497,9 MW médio de garantia física, no horizonte de quinze a vinte anos, correspondente a R\$ 54 bilhões.

**Tabela 1 - Leilões de Energia de Reserva**

Leilão	Fonte	Potencia (MW)	Garantia Física (MW médio)	Valores leilão (R\$ bilhões)	Preço Unit. Médio (R\$)
1º LER 2008	Bagaço de cana	2.384	855,5	4,1	58,88
2º LER 2009	Eólica	1.806	783,1	19,6	148,39
3º LER 2010	Bagaço de cana	1.206	569,3	9,3	130,12
4º LER 2011	Bagaço e cavaco	1.218	589,3	8	99,61
5º LER 2013	Eólica	1.505	700,70	13	110,51
Total		8.119	3.497,90	54	

Fonte: CCEE (peça 58 e 97).

**104. Por esse mecanismo, o consumidor paga duplamente pela energia: primeiro, quando a distribuidora compra em leilão uma energia que não é suprida, pois os lastros comercial e físico da usina geradora contratada estão descasados; e, segundo, quando a distribuidora vai ao mercado de curto prazo para suprir o déficit e paga o encargo tarifário de energia de reserva. No período de 2009 a abril de 2013 foram arrecadados R\$ 1,7 bilhão desse encargo (peça 55, p. 2).**

105. Ressalta-se, ainda, em que pese haver a possibilidade de revisão das garantias físicas das usinas a partir de 2015, a energia de reserva tem sido contratada para fornecimento no horizonte de até vinte anos.

106. Assim, considerando que o art. 1º, parágrafo único, do Anexo I, do Decreto 7.798/2012 estabelece que ao MME compete zelar pelo equilíbrio conjuntural e estrutural entre a oferta e a demanda de energia elétrica, e, ainda, considerando que há um desequilíbrio estrutural entre as garantias físicas do sistema e o somatório das usinas e que a energia de reserva está sendo adicionada anualmente ao sistema sem que o problema seja resolvido, e que a Portaria MME 303/2004 estabelece que os atuais certificados de energia assegurada têm vigência somente até 31/12/2014, é imprescindível que o MME dê início aos estudos necessários para revisão dessas garantias, conforme previsão na Portaria MME 303/2004.

107. Há uma grande resistência dos agentes em aceitar mudança de suas garantias físicas, pois isso afeta diretamente a receita das geradoras, haja vista que haverá mudança no volume autorizado para venda (lastro comercial).

108. Tendo em vista que a soma das garantias físicas das usinas é maior que a garantia física total do sistema elétrico e que, para equacionar tal desequilíbrio, o MME já realizou cinco leilões de energia de reserva, correspondente à contratação de 3.497,9 MW médio, no horizonte de 20 anos, por R\$ 54 bilhões, propõe-se determinar ao MME que apresente, no prazo de noventa dias, Plano de Ação para a elaboração de estudos conclusivos para subsidiar a revisão ordinária das garantias físicas das usinas do sistema elétrico brasileiro cujo prazo dos certificados de energia assegurada findarão em 31/12/2014, nos termos da Portaria MME 303/2004 c/c art. 2º, § 2º, e art. 4º, § 1º, do Decreto 5.163/2004 e Anexo 1, art. 1º, parágrafo único, do Decreto 7.798/2012.



109. Ademais, quanto às recomendações constantes dos itens 9.2.2.1 e 9.2.2.2 do Acórdão 1196/2010-TCU-Plenário dirigidas à EPE, estão intrinsecamente englobadas no contexto da revisão ordinária das garantias físicas das usinas, cuja vigência encerra-se em 31/12/2014, conforme Portaria MME 303/2004. Essas recomendações perpassam a necessidade de se considerar possível aumento de vazões em bacias hidrográficas de grande potencial de geração de energia e de adequar o rendimento máximo teórico de equipamentos utilizados na geração de energia elétrica no contexto de análises de repotenciação e modernização de usinas hidrelétricas.

#### **2.1.5. Despachos fora da ordem de mérito e seus impactos sobre o ICB**

110. O CMO, utilizado na definição das garantias físicas, também impacta o cálculo do parâmetro Índice de Custo Benefício (ICB). O ICB (fórmula 1), desenvolvido pela EPE, tem a prerrogativa de viabilizar a participação de diferentes empreendimentos termelétricos nos leilões de energia nova de forma que o preço da energia seja comparável, independente da fonte de geração.

$$\text{ICB} = \text{Custos Fixos} + E(\text{Custo de Operação}) + E(\text{Custo Econômico Curto Prazo}) \quad (1)$$

Garantia Física

111. O item 9.1.1.1 do Acórdão 1196/2010-TCU-Plenário determinou ao MME, em conjunto com a EPE:

que informe a este Tribunal, no prazo de 90 dias [...], considerando os resultados dos 4º, 5º, 6º e 7º Leilões de Energia Nova realizados em 2007 e 2008, se o Índice de Custo Benefício (ICB) ou outras variáveis utilizadas para parametrizar a expansão do sistema estão trazendo distorções para a matriz de geração elétrica.

112. Quanto a essa determinação, o MME e a EPE responderam que o ICB e demais variáveis utilizadas para parametrizar o preço da disponibilidade de energia são adequados para selecionar empreendimentos com diferentes tecnologias e, portanto, não produzem distorções na matriz de geração de energia elétrica brasileira.

113. A afirmativa de que o ICB é adequado é contraditória com a Resolução CNPE 3/2013. A resolução, ao incorporar a aversão ao risco, alterou o ICB, na medida em que mudou o cálculo do CMO. Assim, o ICB também passou a apresentar valor mais realista.

114. Outra mudança ocorrida nos leilões, que se considerou benéfica para a competição dos agentes, foi o fato de a EPE passar a realizar leilões separados por fonte para aquisição de energia, a exemplo da energia eólica e à biomassa.

#### **2.1.6. Balanço energético**

115. Este monitoramento buscou englobar os principais elementos que tratam da segurança do sistema elétrico brasileiro. Nesse escopo, procedeu-se a análise dos dados do balanço estático da oferta e demanda (carga medida em MW médio), bem como do risco de déficit nos cenários apresentados pela EPE e pelo ONS. Porém, essa análise ficou prejudicada, pois **o fato de as garantias físicas das usinas estarem superavaliadas reflete diretamente no balanço e no risco de déficit.**

116. O balanço estrutural entre oferta e demanda, bem como o risco de déficit, associado ao critério econômico de planejamento (CMO=CME) para expansão da geração para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte são apresentados na Tabela 2 (peça 30, p. 102). Nota-se que o critério de segurança no abastecimento é atendido, uma vez que a probabilidade de déficit é inferior a 5% em todas as regiões. **Essa inferência merece ressalva, entretanto, tendo em vista que a EPE não captura para fins de planejamento, por exemplo, atraso de obras e crescimento não previsto do consumo. Além disso, utilizava, até a edição da Resolução CNPE 3/2013, valor subavaliado do CMO e CME na medida em que, conforme já mencionado, nesses parâmetros não estavam incluídos os despachos fora de ordem do mérito (no caso do CMO), nem o custo da energia de reserva (no caso do CME).**

**Tabela 2 - Balanço estrutural Oferta x Demanda x Risco de Déficit PDE 2012-2021**

EPE	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Oferta em MW médio</b>	62.964	68.648	74.860	77.360	81.641	85.705	87.187
<b>Carga em MW médio</b>	61.461	64.882	68.292	71.092	73.880	76.910	80.090
<b>Balanço em MW médio</b>	1.503	3.766	6.568	6.268	7.761	8.795	7.097
<b>Risco de Déficit por Subsistema</b>							
<b>Sudeste/Centro-Oeste</b>	1.50	2.35	2.20	3.55	2.55	2.30	2.15
<b>Sul</b>	2.30	2.85	3.50	2.90	1.80	2.35	1.30
<b>Nordeste</b>	1.20	0.65	0.00	0.00	0.00	0.05	0.00
<b>Norte</b>	0.75	0.75	0.55	0.40	0.30	0.85	0.45

Fonte: EPE (peça 31 e peça 30, p. 102).

117. Na Tabela 2, observa-se que há, em 2013, uma folga no balanço divulgado pela EPE de 3.766 MW médio a mais que a carga, o que se configura uma situação confortável. Já o ONS, por meio do Plano de Operação Energética (PEN) 2013-2017, apresenta dados distintos para o balanço, conforme Tabela 3, alcançando, em 2013 somente 1.809 MW médio. Há que se ressaltar que a EPE trabalha no planejamento com quadros bem mais estáticos que o ONS no planejamento.

**Tabela 3 - Plano de Operação Energética (PEN) 2013-2017**

Ano	Oferta MW médio	Carga MW médio	Balanço MW médio
2013	65.057	63.350	1.809
2014	71.056	67.192	3.966
2015	73.895	70.037	3.858
2016	76.203	72.650	3.553

Fonte: ONS (peça 60, p. 64).

118. Quanto ao risco de déficit, consta do PEN 2013-2017 que as avaliações probabilísticas indicam adequabilidade ao critério de suprimento preconizado pelo CNPE, na medida em que os riscos de déficit são inferiores a 5% em todos os subsistemas no horizonte 2013 a 2017. Os riscos de déficit atingem valores de no máximo 4,2% nos subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste e inferiores a 1% nos subsistemas Norte e Nordeste, em todo horizonte de estudo (peça 60, p. 11).

119. O risco de déficit no subsistema SE/CO, entretanto, é o dobro quando a simulação do ONS usa a série histórica crítica de 1955 para os anos de 2016 ou 2017. No caso de repetição dessa série, o subsistema SE/CO apresentaria déficit de 8,13% da sua carga em 2016 e déficit de 9,74% em 2017, muito acima dos 5% previstos pelo CNPE (peça 60, p. 60).

120. O próprio ONS alerta para essa situação e assim se manifesta:

[...] uma atenção especial deve ser dispensada para o caso de repetição de sequências críticas de afluições nos próximos anos, coincidentes com o período crítico do SIN. Em uma situação como essa, em que a série histórica de 1955 coincida com os anos de 2016 ou 2017, o subsistema Sudeste/Centro-Oeste apresentaria déficits superiores a 8% da sua carga (peça 60, p. 11).

121. Quanto ao ano de 2014, o ONS garante que, ao se alcançar os níveis-meta ao final de novembro de 2013, estará garantido o suprimento energético para 2014, sob a hipótese das piores condições hidrológicas futuras, sem a ocorrência de déficits de energia (peça 25, p. 5).

122. Contudo, é preciso cautela, no sentido de que o suprimento para ser garantido requer necessariamente que as unidades geradoras estejam realmente disponíveis para atender aos despachos centralizados do ONS, bem como que haja transmissão capaz de transportar a energia gerada.

123. Consta de documentação do CMSE (peça 41, p. 1, empreendimento 914), que a linha de transmissão Porto Velho-Araraquara com 2.375 km, que ligará a usina de Santo Antônio, no rio Madeira, ao Sudeste, ainda não foi entregue. Essa linha deveria ter sido concluída em fevereiro de 2013, mas a data foi postergada para abril de 2014.

124. A usina de Santo Antônio, desde março de 2012, está gerando energia por meio de treze turbinas, de um total de 44. Dos 3.150 MW de capacidade da usina, em abril de 2014 estarão disponíveis 2.285 MW, que deixarão de ser inseridos no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, caso a linha de transmissão não fique pronta. Por enquanto, a energia gerada está sendo escoada apenas para a região Norte. Isso significa que em 2014, caso não seja concluída a linha de transmissão, a UHE Santo Antônio será subutilizada e os consumidores do Sudeste/Centro-Oeste, maior submercado do país, não receberão a energia proveniente dessa usina.

125. Outro evento que limita o fornecimento de energia é o fato de o ONS ter verificado que a produção das usinas térmicas tem ocorrido em quantidade menor que a programada. A 129ª reunião do CMSE (peça 35, p. 3), de 8/5/2013, mostra que há divergência entre a programação e a geração real dessas térmicas. Cada MWh programado e frustrado por falhas ou por ineficiências tem que ser gerado pelas hidrelétricas, o que leva ao uso antecipado da reserva hídrica.

126. A Aneel apresentou um histórico detalhado do despacho térmico no período de novembro/2012 até abril/2013, tendo as térmicas gerado 14.319 MW médio. Dos 20.208 MW de capacidade instalada, apenas 14.533 MW estão disponíveis. Dos 5.675 MW indisponíveis, o que corresponde a 28% do parque implantado, há usinas em manutenção, outras com restrição operativa e outras com problemas estruturais gerenciáveis pelo agente (peça 36, p. 3-4).

127. No tocante às diferenças entre as capacidades instaladas e as disponibilidades efetivas das usinas térmicas do SIN, o CMSE definiu, em maio de 2013, que a Aneel, o ONS e a Secretaria de Energia do MME deveriam realizar um diagnóstico conjunto sobre esse fato para submeter àquele comitê em uma próxima reunião ordinária (peça 35, p. 4).

128. Ao CMSE, conforme art. 3º do Decreto 5175/2004, compete:

I - acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, gás natural e petróleo e seus derivados;

II - avaliar as condições de abastecimento e de atendimento, relativamente às atividades referidas no inciso I deste artigo, em horizontes pré-determinados;

III - realizar periodicamente análise integrada de segurança de abastecimento e atendimento ao mercado de energia elétrica, de gás natural e petróleo e seus derivados [...];

IV - identificar dificuldades e obstáculos de caráter técnico, ambiental, comercial, institucional e outros que afetem, ou possam afetar, a regularidade e a segurança de abastecimento e atendimento à expansão dos setores de energia elétrica, gás natural e petróleo e seus derivados; e

V - elaborar propostas de ajustes, soluções e recomendações de ações preventivas ou saneadoras de situações observadas em decorrência da atividade indicada no inciso IV, visando à manutenção ou restauração da segurança no abastecimento e no atendimento eletroenergético, encaminhando-as, quando for o caso, ao Conselho Nacional de Política Energética - CNPE.

129. Considerando o exposto acerca do risco de déficit, propõe-se recomendar ao CMSE, em consonância com o art. 14 da Lei 10.848/2004 c/c art. 3º do Decreto 5.175/2004, que atente para os resultados das simulações contidas no Plano de Operação Energética (PEN) 2013-2017 do ONS no que se refere ao risco de déficit, quando se usa a série histórica de 1955 para os

anos de 2016 ou 2017, no patamar de 8,13% em 2016 e de 9,74% em 2017 no subsistema SE/CO, valores esses muito acima dos 5% previstos pelo CNPE.

130. Quanto à disponibilidade das termelétricas, entende-se oportuno determinar ao CMSE que informe ao TCU, no prazo de sessenta dias: a) providências adotadas para garantir que a linha de transmissão Porto Velho - Araraquara, que deveria ter sido concluída em fevereiro de 2013, esteja pronta em abril de 2014, caso contrário, ensejará em falta de oferta de 2.285 MW ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste por parte da UHE Santo Antônio; e b) sua deliberação visando afastar as diferenças entre as capacidades instaladas e as disponibilidades efetivas das usinas térmicas do SIN na medida em que dos 20.208 MW de capacidade instalada, no período de novembro de 2012 a abril de 2013, apenas 14.533 MW estavam disponíveis.

## 2.2. Comercialização de energia

### **2.2.1. Práticas do mercado livre e seus impactos na segurança do sistema**

131. Conforme previsto na Lei 10.848/2004, há dois ambientes para contratação de energia: um livre e outro regulado. No ambiente de contratação livre (ACL), empresas de geração vendem sua energia para atendimento aos consumidores livres, por intermédio de contratos bilaterais autonomamente negociados, isto é, sem a intervenção direta do Governo. No ambiente de contratação regulada (ACR), a venda de energia dos geradores para as concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia se dá por meio de leilões para o atendimento aos consumidores com tarifas reguladas (consumidores cativos).

132. No ambiente de contratação livre, por lacunas na modelagem da comercialização, se permite a apresentação do contrato de compra de energia (lastro comercial) após o consumo, o que não ocorre no ambiente cativo, pois todos os contratos são firmados pelas distribuidoras quando dos leilões de geração. Essa prerrogativa dos consumidores livres não está amparada na Lei 10.848/2004, nem no Decreto 5.163/2004 que a regulamentou, pois ambos obrigam a todos os consumidores, livres e cativos, estarem 100% contratados.

133. Para contextualizar a importância de todos os consumidores terem 100% de sua demanda contratada é preciso que se compreenda que o planejamento da expansão da geração não é determinativo, apenas indicativo. Assim, a segurança do suprimento é garantida indiretamente por meio da combinação de duas exigências: todos os consumidores, tanto livres como cativos, devem ter contratos correspondentes a 100% de seu consumo e toda a energia contratada deve estar 100% lastreada por um certificado de energia assegurada das usinas.

134. Para garantir o atendimento da totalidade da carga, o contrato de compra de energia deveria ser feito de forma antecipada, com contratos de longo prazo, pois as usinas levam, em média, de três a cinco anos para entrarem em operação após serem leiloadas.

135. Os consumidores livres, porém, têm a prerrogativa de contratar energia com prazo de um mês e, ainda, apresentar o contrato de compra de energia após o consumo (contrato *ex-post*), o que significa que a energia assegurada é contratada depois de consumida a energia.

136. A favor de tal situação há o argumento de que é impossível o agente prever a carga exata que será consumida. Ocorre que, para o mercado cativo, esse argumento também é válido. Porém, no mercado cativo, a diferença positiva entre o consumo e a contratação antecipada é ajustada no mercado de curto prazo ao preço do PLD. Não há, portanto, justificativa para que o mercado livre seja diferente.

137. Há também o argumento de que os agentes que operam no curtíssimo prazo, sem contratos de compra de energia, correm riscos de picos de preço, e se estiverem expostos negativamente no mercado de curto prazo se submetem a penalidades. Contudo, a Nota Técnica SEM/Aneel 123/2010 (peça 32, p. 43), que trata da revisão da forma de apuração e do preço da penalidade por insuficiência de lastro para venda de energia, mostra a existência de agentes que comercializam energia sem respaldo em energia segura.

138. Naquela nota técnica, a Aneel descreve um histórico de funcionamento do mercado livre e identifica diversos problemas da modelagem. Por meio de exemplos numéricos,

mostra que, ao contrário do que determinam as normas, a permissão de verificação de lastro numa janela de doze meses, prática em vigor, possibilita a ocorrência de situações em que, mesmo sem lastro, o agente não fica exposto ao mercado de curto prazo nem paga penalidade.

139. É preciso que se diga que não existem usinas do mercado livre e usinas do mercado regulado. Os leilões de energia têm reservado um percentual dos projetos para ser comercializado livremente, mas são os contratos celebrados com o mercado cativo que garantem financiamentos dos empreendimentos, pois se tratam de contratos de longo prazo, com vigência ao longo de toda a concessão. Os contratos celebrados com consumidores livres, por não terem o longo prazo como exigência, por sua volatilidade, não são usados como garantia de financiamentos.

140. Dizendo de outro modo, o mercado cativo vai ao mercado de curto prazo e se submete ao PLD apenas para comprar ou vender a diferença entre o contratado e o consumido. Já o mercado livre, pouco regulado e com práticas comerciais sigilosas, pode aproveitar das vantagens do mercado de curto prazo com mais frequência. Tanto que, quando o PLD está baixo, 22,9%, em média, da energia comercializada pelos livres é feita com contratos de um mês de prazo (peça 57, p. 18).

141. Em agosto/2012, o MME expediu a Portaria MME 455/2012 exigindo o registro dos contratos antes do consumo a partir de dezembro/2012. Em reação a tal medida, os agentes que operam no mercado livre quadruplicaram o número de contratos e lançaram o montante de energia comercializada como zero para, posteriormente, na hora do ajuste, lançar o quantitativo efetivamente comercializado. A estratégia utilizada foi a de todos contratarem com todos para depois fazer o ajuste, já que a norma possibilita o ajuste dez dias após o consumo. Ou seja, a portaria foi inócua.

142. Esse fenômeno é possível de ser observado por meio dos informativos mensais de mercado da CCEE, conforme Tabela 4. Constata-se que, quando o prazo estabelecido pela Portaria MME 455/2012 encerrou, em novembro/2012, o número de contratos subiu de dez mil para 48 mil, alcançando, em março de 2013, 56 mil. Informação coletada junto a CCEE mostrou que em março de 2013, dos 56 mil contratos, 51 mil foram lançados com zero (peça 33).

143. Ora, lançar zero como o montante de energia comercializada é burlar a Portaria MME 455/2012, uma vez que o art. 2º, inciso II, estabelece que, a partir de 1/7/2013, os contratos serão registrados com frequência semanal e os montantes contratados e registrados poderão ser alterados, exclusivamente, antes do início da semana de entrega da energia. Já o art. 3º exige informações de preços contratuais, que permitam à CCEE calcular e divulgar indicadores de preços praticados no mercado livre, com o objetivo de propiciar maior transparência e eficiência ao mercado de energia elétrica, mantendo a confidencialidade dos preços (peça 43).

144. Ante tal situação, o MME expediu a Portaria MME 185, de 4/6/2013, que postergou para fevereiro de 2014 o real registro dos contratos (peça 44).

**Tabela 4 - Número de contratos contabilizados por tipo**

Mês	Nº de contratos de compradores livres
set/12	7.667
out/12	7.745
nov/12	10.374
dez/12	48.366
jan/13	50.165
fev/13	54.021
mar/13	56.535

Fonte: CCEE (peça.34, p.17)



145. Ocorre que, independente de portaria do MME, não há previsão legal para o mercado livre não registrar seus contratos antes do consumo, mesmo porque, admitir o lançamento zero, não significa que haja lançamento.

#### **Manifestação do gestor**

146. Conforme peça 93 (p. 5), o gestor argumentou que:

8. No que concerne ao registro de contratos de compra e venda de energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre - ACL, esclarecemos:

8.1. A Portaria MME 455, de 2 de agosto de 2012, teve como um dos principais objetivos eliminar a possibilidade de registro desses contratos após o consumo (registro ex-post), que vinha de encontro a segurança energética (abastecimento), por possibilitar a contratação após o efetivo consumo, não induzindo a produção de sinais econômicos adequados a expansão da geração de energia elétrica.

8.2. A mencionada Portaria destaca que a implantação de um período transitório foi necessária para promover ajustes nos procedimentos de comercialização e permitir a adaptação dos agentes aos novos procedimentos, bem como das alterações necessárias nas plataformas computacionais de suporte.

8.3. Com relação a Portaria MME 185, de 4 de junho de 2013, informamos que a mesma teve como objetivo regulamentar o disposto no art. 25 da Lei 12.783, de 2013, ou seja, aprovar as diretrizes para a cessão de montantes de energia elétrica e de potência contratados no ACL.

#### **Análise**

147. Observa-se que o MME admite que o registro dos contratos após o consumo é contraditório com a segurança energética, por possibilitar a contratação após o efetivo consumo, não induzindo a produção de sinais econômicos adequados para a expansão da geração de energia elétrica, contudo, não justifica porque somente em 2012 passou a fazer tal exigência, que aliás, foi postergada para 2014, ao passo que o Decreto 5.163/2004 já previa isso.

148. O fato de os agentes se negarem a registrar o contrato fere de uma só vez as seguintes normas: art. 15, § 7º, da Lei 9.074/1995, que obriga os consumidores livres a garantir o atendimento à totalidade de sua carga, mediante contratação; e arts. 2º e 3º do Decreto 5.163/2004 que, ao passo em que reiteram a obrigação de os consumidores estarem 100% contratados, fixam que a aferição do cumprimento dessa obrigação será feita mensalmente pela CCEE e que seu descumprimento sujeita a aplicação de penalidade, conforme previsto na convenção, nas regras e nos procedimentos de comercialização. Portanto, apesar de a Portaria MME 185/2013 ter postergado para fevereiro de 2014 o real registro dos contratos (peça 44), resta ao Ministério estabelecer outros mecanismos para evitar a repetição dos lançamentos zero por parte dos consumidores livres ou para evitar quaisquer tipos de desvios de registros que burlam os arts. 2º e 3º do Decreto 5.163/2004 e o art. 15, § 7º, da Lei 9.074/1995.

149. Cabe, portanto, determinar, com fulcro no art. 250, inciso II, do RI/TCU, ao MME que, no prazo de trinta dias, estabeleça outros mecanismos, além dos já disciplinados na Portaria MME 455/2012, para evitar a repetição dos lançamentos zero por parte dos consumidores livres ou para evitar quaisquer tipos de desvios de registros que burlam os arts. 2º e 3º do Decreto 5.163/2004 e o art. 15, § 7º, da Lei 9.074/1995 de forma a garantir o adequado registro dos contratos de consumidores livres na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), a partir de 1º de fevereiro de 2014, em observância aos mencionados dispositivos legais, bem como à Portaria MME 185/2013 ou, no mesmo prazo, apresente as justificativas para o caso de não ter sido estabelecido tais mecanismos.

#### **2.2.2. Exposição involuntária das distribuidoras e seus custos ao Tesouro Nacional**

150. O item 9.1.1.4 do Acórdão 1196/2010-TCU-Plenário determinou ao MME:

que informe a este Tribunal, no prazo de 90 dias, as ações que estão sendo adotadas, e respectivo cronograma até conclusão, em preparação para o vencimento dos contratos de energia (a partir de 2012), particularmente quanto ao percentual de energia de menor custo (em razão de já ter ocorrido a depreciação das hidrelétricas, por exemplo) a ser destinado para o mercado cativo.

151. O MME respondeu a esta unidade técnica, em 2010, que estava atento aos contratos de concessão de geração de energia elétrica cujos prazos expirariam até 2017. Com a renovação das concessões antecipadas para 2012, não houve adesão de todas as geradoras à MP 579/2012, posteriormente convertida na Lei 12.873/2013, a exemplo da Companhia Energética de São Paulo (Cesp), Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig) e Centrais Elétricas de Santa Catarina (Celesc). Com isso, a energia das usinas que tiveram seus contratos renovados e que foi dividida em cotas entre as distribuidoras não foi suficiente para suprir toda a demanda desse mercado.

152. O MME, ao invés de realizar imediatamente o leilão de energia existente em 2012, ocasião em que seria comercializada a energia descontratada, não o fez. Assim, as distribuidoras ficaram em exposição involuntária em torno de 2.000 MW médio e, portanto, tiveram que comprar energia no mercado de curto prazo a preços elevados devido aos baixos níveis dos reservatórios hidrelétricos.

#### **Manifestação do gestor**

153. O MME manifesta-se no seguinte sentido: 1) agiu conforme as normas; e 2) contesta o montante da exposição involuntária apontada pela equipe de cerca de 2.000 MW médio (peça 93, p. 4):

5. Com relação à prorrogação das concessões de energia elétrica, consoante o disposto na Medida Provisória 579, de 11 de setembro de 2012, convertida na Lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013, esclarecemos:

5.1. O Poder Executivo agiu tempestivamente, antecipando os efeitos da prorrogação das concessões em até 60 meses do advento do termo contratual.

5.2. Deve-se ressaltar que é voluntária a aceitação das condições de prorrogação das concessões de geração, em termos de valor de indenização e remuneração por tarifa calculada pela Aneel, não restando gerência do Poder Executivo quanto a decisão empresarial de cada concessionária.

5.3. Além disso, cabe esclarecer que eventual exposição involuntária das concessionárias de distribuição de energia elétrica será apurada ao término do ano civil de 2013, nos termos do art. 70 da Resolução Normativa Aneel 453, de 18 de novembro de 2011. Nesse sentido, enquanto essa exposição não for efetivamente apurada pela Aneel, não é possível afirmar que o montante de exposição seja da ordem de 2.000 MW médio.

5.4. Não obstante, o MME tomou as providências cabíveis para materializar a contratação das necessidades das distribuidoras ainda em 2013, em face da não adesão de algumas concessionárias de geração à Medida Provisória 579/2012, com a realização dos Leilões de Ajuste e do Leilão A-0. Entretanto, tais leilões resultaram desertos, o que não está sob a gerência do Poder Público.

5.5. Ainda, como consequência da não adesão de algumas concessionárias de geração, deve-se esclarecer que os recursos transferidos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE às distribuidoras, no período de janeiro a abril de 2013, são da ordem de R\$ 1,3 bilhão, conforme dados disponíveis no sítio da Aneel.

#### **Análise**

154. O MME diz que agiu tempestivamente no que tange à renovação das concessões. De fato agiu, contudo, o que se está questionando é o fato de não ter realizado leilão de energia

existente imediatamente após algumas concessionárias não terem aderido à renovação antecipada, ou seja, ainda em 2012, o que deixou as distribuidoras expostas involuntariamente.

155. Somente em 24/6/2013 foi realizado o 11º Leilão de Energia Existente ou Leilão A-0, que foi encerrado sem negociação, ou seja, não apareceram interessados para ofertar energia. Uma das causas dessa falta de interessados é justamente o elevado valor do PLD, o que fez com que as geradoras preferissem continuar descontratadas e vender sua energia no mercado de curto prazo. **O custo dessa exposição involuntária das distribuidoras está sendo coberto pelo Tesouro Nacional, por meio de transferências para o encargo tarifário CDE. De janeiro a julho de 2013 essa exposição custou, de acordo com dados da Aneel, R\$ 1,4 bilhão (peça 94, p. 9).**

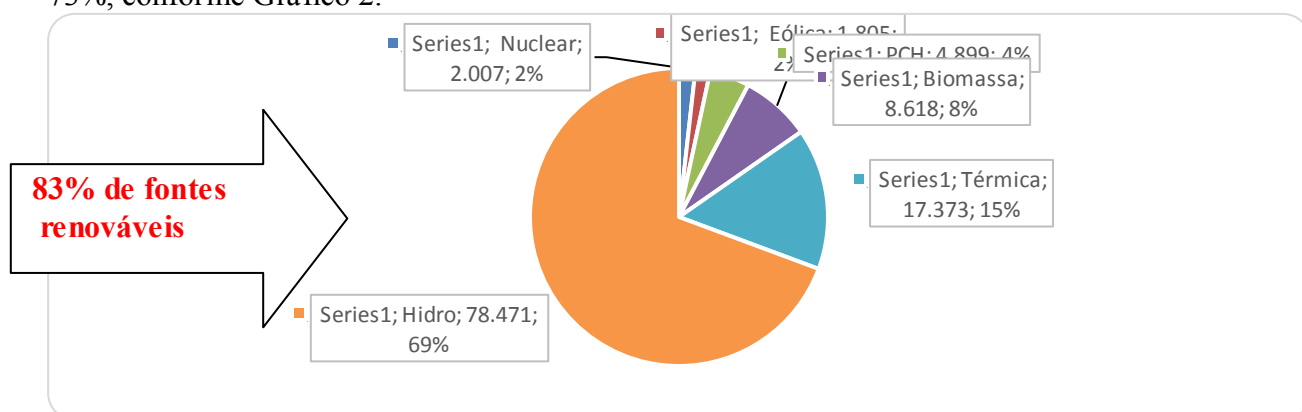
### 2.3. A expansão da matriz e a questão ambiental

156. Conforme apresentado no relatório que fundamentou o Acórdão 1126/2013-TCU-Plenário, o MME e a EPE ficaram silentes quanto às recomendações constantes dos itens 9.2.1.5 e 9.2.2.3 do Acórdão 1196/2010-TCU-Plenário. Quanto aos comentários dos gestores acerca do relatório preliminar, o MME também não se manifestou.

**Item 9.2.1.5.** Recomendar ao MME que, em conjunto com a EPE, considerando a necessidade de otimização do potencial hidrelétrico, bem como o cenário de vencimento das concessões, desde já elaborem estudos mais consistentes, que possam estimular novos investimentos em repotenciação e modernização em hidrelétricas, inclusive argumentando sobre as vantagens ambientais em relação à implantação de novos empreendimentos;

**Item 9.2.2.3.** Recomendar à EPE que, em articulação com o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Renováveis (Ibama), desenvolva metodologia para quantificar comparativamente os custos e os benefícios econômicos e ambientais de ações de repotenciação e modernização de hidrelétricas existentes e do porte ótimo dos reservatórios em hidrelétricas a serem construídas.

157. O parque hidrelétrico brasileiro, que funciona integrado em um só sistema, no conjunto, é capaz de armazenar cerca de 200 TWh em reservatórios. A soma total do consumo brasileiro de 2012 foi de 450 TWh (peça 30, p. 39). A matriz tem 83% de fontes renováveis, com destaque para a participação da biomassa, com 8%, e da fonte hídrica (hidrelétricas e PCH), com 73%, conforme Gráfico 2.



**Gráfico 2 - Composição da Matriz Elétrica - Capacidade instalada MW**

Fonte: EPE (peça 56, p. 3).

158. Nos últimos dez anos, a EPE, para reduzir os impactos socioambientais dos projetos, localizados em áreas de florestas e reservas indígenas, só licitou usinas a fio d'água, isto é, sem reservatórios de regularização. Essa alternativa tem levado o país a depender mais de outras fontes de energia, sobretudo de térmicas movidas a combustíveis fósseis, que são mais caras e poluentes.

159. Os reservatórios são fundamentais até mesmo para a inserção das eólicas e biomassa. Se eles não existirem, há aumento da geração térmica. No entanto, os estudos atuais de inventário eliminam *a priori* usinas com reservatórios.

160. Até 2017, a matriz energética brasileira deverá se expandir na fonte hidráulica, em 17.974 MW, sendo que, deste volume, 96% está baseada em usinas a fio d'água. De 2000 a 2017, a potência instalada crescerá 71%, mas a capacidade de regularização apresentará expansão de apenas 11%.

161. O Brasil só utilizou um terço de seu potencial de geração de energia elétrica até agora, mas 70% do que falta ser explorado está na Amazônia, onde se encontra uma das maiores riquezas naturais do mundo. A polêmica é justamente se há possibilidade de conciliar as duas prioridades.

162. O PDE 2012-2021 retomou a previsão de complementaridade da geração hidrelétrica por meio da contratação de energia térmica nos próximos leilões de energia, face a necessidade de fonte que possibilite o despacho imediato, o que não ocorre com usinas eólicas e a biomassa. O Leilão A-5 que foi realizado em agosto de 2013 permitirá a inserção de térmicas a carvão mineral, após anos sendo apontadas como uma fonte poluidora.

163. Usinas do Rio Madeira, como Santo Antônio e Jirau (em Rondônia, com 3.150 MW e 3.750 MW de capacidade instalada, respectivamente), e a usina de Belo Monte (no Pará, com 11.233 MW de capacidade instalada) vem trazendo uma preocupação cada vez maior em função das perspectivas de volatilidade da capacidade de geração de energia por essas centrais.

164. Segundo dados apresentados pelo ONS, as usinas do Madeira podem gerar 6.000 MW médio de energia no período úmido, enquanto no período seco esse volume seria reduzido de 2.000 a até 1.000 MW médio, pois essa é a característica da bacia amazônica. Essa tendência levará a relação entre a energia armazenada e a carga de energia, que em 2001 era de 6,22 vezes, para 3,35 em 2021 (peça 39, p. 23).

165. Esse fator deverá conduzir, cada vez mais, o Brasil para um problema de atendimento da demanda elétrica no horário de ponta, implicando a necessidade de mais centrais para atendimento da carga instantânea. Com isso, o sistema dependerá cada vez mais das térmicas como fontes de complementariedade e outras centrais operando na base.

166. O aumento na matriz energética brasileira das usinas térmicas, incluindo unidades movidas a gás natural, carvão e até mesmo as usinas nucleares no futuro, é uma escolha que precisa ser discutida amplamente pelo governo com a sociedade, já que as gerações futuras herdarão as consequências das políticas implementadas neste momento.

167. Trabalho apresentado pela PSR Consultoria, no Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia, intitulado "Uma Metodologia para Analisar o Impacto das Usinas a Fio d'água na Capacidade de Regularização do Sistema Hidrotérmico Brasileiro", realizou simulações do sistema hidrotérmico no horizonte 2010-2020 e analisou a potencial perda da capacidade de regularização no longo prazo devido à entrada em operação cada vez mais frequente de usinas a fio d'água, dentre outros motivos, por restrições ambientais que dificultam a construção de grandes reservatórios (peça 28).

**168. O trabalho concluiu que o esvaziamento dos reservatórios na configuração de 2010 gera a emissão de 30 milhões de tCO<sub>2</sub>, enquanto na configuração de 2020 a emissão chega a 170 milhões de tCO<sub>2</sub>, um aumento de 460%. Considerando que a configuração de 2020 tem 12% de capacidade de regularização, afirma-se que para cada 1% de perda de capacidade, o nível de emissão do sistema aumenta em 38% (peça 28, p. 7).**

169. Essa conclusão da PSR Consultoria, na verdade, evidencia uma contradição para um país que tem sua base em usinas hidrelétricas, além de conflitar com a meta de redução de emissões de gases de efeito estufa entre 36,1% e 38,9% das emissões projetadas até 2020 fixada na Lei 12.187/2009, que instituiu a Política Nacional sobre a Mudança do Clima (PNMC) e oficializou o compromisso voluntário do Brasil junto à Convenção-Quadro da ONU sobre Mudança do Clima (peça 30, p. 15).

170. Registra-se, ainda, que, no Relatório das Contas de Governo de 2011, o TCU já havia vislumbrado a oportunidade de aperfeiçoamento na explicitação dos custos econômicos e socioambientais decorrentes da não implementação dos projetos hídricos. Entendeu-se que questões relacionadas ao meio ambiente precisam ser bem esclarecidas e compreendidas pela sociedade, fazendo-se necessário que sejam calculados os custos econômicos e socioambientais não só da construção de hidrelétricas, mas também os custos, inclusive socioambientais, decorrentes das alternativas para essas fontes, o que, conforme mencionado, poderá agregar aos debates elementos técnicos em torno da alternativa selecionada.

171. Dado o exposto, recomenda-se que o MME promova audiências/consultas públicas com o intuito de informar e colher subsídio da sociedade acerca do impacto para o setor elétrico e para o meio ambiente das usinas hidrelétricas com e sem reservatório, tendo em vista que, conforme evidenciado em estudo realizado pela PSR Consultoria, o aumento do despacho termelétrico em face da redução da capacidade de regularização significa que, para cada 1% de perda de capacidade de armazenamento, o nível de emissão do sistema aumenta em 38% a emissão de CO<sub>2</sub>, contrariando a Lei 12.187/2009 que instituiu a Política Nacional sobre a Mudança do Clima (PNMC) e que oficializou o compromisso voluntário do Brasil junto à Convenção-Quadro da ONU sobre Mudança do Clima de redução de emissões de gases de efeito estufa entre 36,1% e 38,9% das emissões projetadas até 2020.

#### 2.4. Questões regulatórias

172. À Aneel foram dirigidas, pelo Acórdão 1196/2010-TCU-Plenário, as seguintes determinações/recomendação:

**Item 9.2.3.2:** Recomendar à Aneel que ajuste a Resolução 166/2005, de forma a tornar o rateio do encargo Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) proporcional ao consumo de energia - forma selo.

**Item 9.1.2.3:** Determinar à Aneel que informe ao Tribunal, no prazo de 30 dias, os cronogramas de desenvolvimento dos trabalhos e resultados relativos às providências em andamento, ou que serão adotadas, no sentido de assegurar, após 2011, o suprimento de gás natural para as usinas termelétricas contempladas no termo de compromisso firmado com a Petrobras.

**Item 9.1.2.1:** Determinar à Aneel que informe ao Tribunal, no prazo de 30 dias, os cronogramas de desenvolvimento dos trabalhos e resultados relativos aos estudos de definição da curva do custo do déficit de energia.

**Item 9.1.2.2:** Determinar à Aneel que informe ao Tribunal, no prazo de 30 dias, os cronogramas de desenvolvimento dos trabalhos e resultados relativos à nova implementação da metodologia de planejamento da operação energética de médio prazo, aí incluídos os cronogramas de eventual licitação.

173. O item 9.2.3.2 recomendou mudança na forma de rateio do encargo Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) proporcional ao consumo de energia - forma selo. Verificou-se nesta fiscalização que o 3º ciclo de revisão tarifária já foi realizado nos moldes sugerido pelo TCU. Portanto, está cumprido esse item.

174. Já o item 9.1.2.3 trata do suprimento de gás natural para as usinas termelétricas. À época do TMS em 2008, havia falta desse combustível, razão pela qual a Aneel firmou termo de compromisso com a Petrobras.

175. Constatou-se, junto à Aneel, que o termo de compromisso que expiraria em 2011 foi prorrogado para 2015. A conjunção disso com o fato de que a Petrobras concluiu o Gasene (gasoduto do Nordeste) e ampliou sua malha de transporte de gás pelo Brasil contribuiu para que o abastecimento de gás esteja normalizado.

176. Outra novidade foi a introdução do Gás Natural Liquefeito (GNL) no mercado brasileiro pela Petrobras. Há no Brasil dois terminais de regaseificação de GNL, um no porto de Pecém (CE) e outro na Baía de Guanabara (RJ). A capacidade diária de suprimento por navios



nesses terminais é de, respectivamente, 7 milhões m<sup>3</sup>/dia e 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia. O gás do pré-sal também poderá ser transportado para esses terminais.

177. Considerando o despacho pleno das térmicas a gás desde outubro/2012, constata-se que a situação diagnosticada quando do TMS em 2008 mudou pois há oferta de gás suficiente para abastecer o parque térmico. Assim, o item 9.1.2.3 perdeu o objeto.

178. Os itens 9.1.2.1 e 9.1.2.2 do mencionado acórdão referem-se à determinação para que a Aneel apresentasse estudos de definição da curva do custo do déficit de energia e de metodologia de planejamento do despacho hidrotérmico.

179. No que diz respeito ao item 9.1.2.1, por meio do Memorando 158/2013-SEM/Aneel (peça 53), de 17/5/2013, a agência informou que, no ano de 2008, após tentativas infrutíferas de identificar consultores que não tivessem prestado serviços a agente do setor elétrico, o tema foi incluído entre os projetos estratégicos de P&D, com o nome “Metodologia de Elaboração da Função de Custo do Déficit”, porém houve apenas uma proposta de projeto, que não foi aprovada.

180. Em 2009, o tema foi incluído entre os termos de referência no âmbito do acordo de cooperação firmado pela agência com o Instituto de Pesquisas Aplicadas (Ipea).

181. Em 2011, a Aneel encaminhou a esse instituto o Termo de Cooperação Simplificado 8/2011, para assinatura.

182. Apesar de inúmeros contatos com os técnicos do Ipea, entretanto, não houve o retorno do documento assinado pela direção do instituto. Assim, a agência está reavaliando o termo de referência para proposição de modificações.

183. Embora se reconheça o esforço da Aneel em tentar concretizar os estudos, entende-se que esse parâmetro merece ser melhor definido, pois a função de custo do déficit de energia elétrica utilizada atualmente nos estudos de planejamento da expansão e de operação energética, atualmente valorado em R\$ 3.100,00/MWh, tem sua origem em trabalhos realizados ainda nas décadas finais do século passado. A Aneel apenas o atualiza anualmente.

184. Tanto na operação (mantido um equilíbrio entre oferta e demanda, quanto maior for o valor do parâmetro custo do déficit menor o risco de déficit e vice versa) como no planejamento da expansão (no atendimento aos critérios de garantia de suprimento e/ou de expansão econômica - igualdade entre CMO e CME), a atualização do custo do déficit é imprescindível.

185. Entende-se necessário redirecionar aquela determinação ao MME, pois a Portaria 47, de 19/2/2008, instituiu a Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP), visando garantir a coerência e a integração das metodologias e programas computacionais.

186. Assim, nos termos da Portaria - MME 47, de 19/2/2008, propõe-se determinar ao MME que apresente ao Tribunal, no prazo de noventa dias, um Plano de Ação para desenvolvimento de estudos para definição da curva do custo do déficit de energia.

187. No que tange à metodologia de planejamento da operação energética, mencionada no item 9.1.2.2 do Acórdão 1196/2010-TCU-Plenário, a Aneel, por meio do Despacho Aneel 2978 (peça 82, p. 3), de 27/8/2013, validou a nova versão do *Newave*, em atenção às mudanças contidas na Resolução CNPE 3/2013, portanto, entende-se que essa determinação perdeu o objeto.

### 3. CONCLUSÃO

188. A presente fiscalização consistiu de monitoramento do Acórdão 1196/2010-TCU-Plenário, proferido no âmbito do TC-021.247/2008-5, que apreciou relatório, enquadrado no Tema de Maior Significância (TMS) - Segurança Energética, com o objetivo de avaliar a adequação de políticas e ações dos agentes do setor elétrico para garantir o abastecimento do mercado nacional de energia, com segurança, eficiência e sustentabilidade, considerando as possibilidades de desequilíbrio entre a oferta e a demanda de energia elétrica entre os anos de 2009 e 2016.

189. Quando da auditoria realizada no TMS de 2008, havia apreensão de que o suprimento de energia elétrica não estivesse garantido face o acionamento das térmicas em período úmido. Desde então, muitas mudanças ocorreram no setor elétrico brasileiro.

190. O ano de 2012 foi marcado pela renovação antecipada dos contratos de concessões de geração e de transmissão de energia elétrica que venceriam até 2017, que contribuiu, juntamente com aportes do Tesouro Nacional, para a redução das tarifas da ordem de 20%. Já em 2013, houve a publicação da Resolução CNPE 3/2013 que alterou mecanismo de rateio de custo de encargo para cobrir despachos fora da ordem de mérito e possibilitou a incorporação de fatores de risco em modelos utilizados para planejamento e operação do setor.

191. Em decorrência dessa resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), a Aneel revogou todas as disposições normativas atinentes a mecanismos utilizados nos despachos fora da ordem de mérito, bem como aprovou as novas versões dos modelos computacionais *Newave* e *Decomp*.

192. Verificou-se que os modelos computacionais do setor, ao não incorporarem na formação dos preços os Procedimentos Operativos de Curto Prazo (POCP) realizados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), ao longo de 2007 até março de 2013, acumularam uma série de falhas, quais sejam: descasamento entre o planejado pela EPE e a operação do ONS; sinais econômicos distorcidos para o mercado, na medida em que o Custo Marginal de Operação (CMO) não capturava os despachos fora de ordem do mérito feitos pelo ONS; e impacto na comercialização, na medida em que o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) não refletia o real custo de operação. Todos esses fatores atingem as garantias físicas das usinas, que são expressas nos certificados de energia assegurada associados aos contratos das usinas, já que seu cálculo é dependente do modelo mencionado.

193. O conjunto das usinas do sistema teve o cálculo da garantia física efetuado em datas e critérios diferentes. A junção disso com a utilização de parâmetros que não refletiam a real operação do sistema para a definição dessas garantias resultaram em desequilíbrios, em que a soma das garantias físicas já atribuídas às usinas é maior que a atual garantia física total do sistema. Para não alterar os contratos das usinas, o MME optou por criar um mecanismo para equacionar esse desequilíbrio e passou a realizar leilões de energia de reserva, que impactam o preço da tarifa de energia elétrica. No entanto, a Portaria MME 303/2004 prevê que as garantias físicas têm validade até 31/12/2014. Assim, entendeu-se pertinente determinar ao MME a apresentação de Plano de Ação para viabilizar a revisão dessas garantias.

194. No que se refere aos riscos de déficit em diferentes cenários analisados pelo ONS, verificou-se que há ultrapassagem desse índice em relação ao limite estabelecido pelo CNPE. Desta feita, recomendou-se ao CMSE que atente para os resultados dessas simulações.

195. Considerando o atraso na entrada em operação já registrado na linha de transmissão Porto Velho - Araraquara e os riscos associados de não disponibilização da oferta de 2.285 MW ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste por parte da UHE Santo Antônio e as diferenças entre as capacidades instaladas e as disponibilidades efetivas das usinas térmicas do SIN, sugeriu-se determinar ao CMSE informar as providências adotadas para evitar novos atrasos e para afastar as diferenças capacidade instalada/disponibilidade efetiva, respectivamente.

196. Em decorrência de registros inadequados de contratos do mercado livre na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), também foi proposta determinação ao MME para que adote providências para o adequado registro desses contratos em cumprimento a normas setoriais e a Portaria 455/2012 daquele ministério.

197. Como consequência do vencimento de contratos de energia existente e em meio à antecipação do vencimento das concessões em 2012, constatou-se que o MME realizou, extemporaneamente, leilão para comercialização de energia existente.

198. Também se verificou a utilização de curvas de custo do déficit de energia defasadas nos estudos de planejamento da expansão e de operação energética. Assim, entendeu-

se necessário determinar ao MME que apresente um Plano de Ação para desenvolvimento de estudos para definição dessa curva.

199. Considerando a necessidade de ampliação das discussões acerca do impacto para o setor elétrico e para o meio ambiente das usinas hidrelétricas com e sem reservatório, propôs-se recomendar ao MME que promova audiências/consultas públicas com o intuito de informar e colher subsídio da sociedade acerca do impacto para o setor elétrico e para o meio ambiente das usinas hidrelétricas com e sem reservatório.

200. Por derradeiro, registra-se que os benefícios das ações de controle decorrentes desse trabalho são considerados qualitativos e coadunam-se com os itens 56.5 (melhorar a qualidade dos serviços públicos prestados), 56.8 (aumentar a eficiência na estrutura, em procedimentos ou no exercício de competências e atribuições) e 56.9 (melhorar a gestão administrativa/melhorias na organização, na forma de atuação) do anexo da Portaria - Segecex 10/2012.

#### 4. PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO

201. Ante o exposto, submeter à consideração superior as propostas que seguem:

a) determinar ao Ministério de Minas e Energia (MME), com fulcro no art. 250, inciso II, do RI/TCU, que:

a.1) apresente ao TCU, no prazo de noventa dias, Plano de Ação para a elaboração de estudos conclusivos para subsidiar a revisão ordinária das garantias físicas das usinas do sistema elétrico brasileiro cujo prazo dos certificados de energia assegurada findarão em 31/12/2014, nos termos da Portaria MME 303/2004 c/c art. 2º, § 2º, e art. 4º, § 1º, do Decreto 5.163/2004 e Anexo 1, art. 1º, parágrafo único, do Decreto 7.798/2012, tendo em vista que a soma das garantias físicas das usinas é maior que a garantia física total do sistema elétrico;

a.2) estabeleça, no prazo de trinta dias, outros mecanismos, além dos já previstos na Portaria MME 455/2012, para evitar a repetição dos lançamentos zero por parte dos consumidores livres ou para evitar quaisquer tipos de desvios de registros que burlem os arts. 2º e 3º do Decreto 5.163/2004 e o art. 15, § 7º, da Lei 9.074/1995 de forma a garantir o adequado registro dos contratos de consumidores livres na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), a partir de 1º de fevereiro de 2014, em observância aos mencionados dispositivos legais, bem como à Portaria MME 185/2013 ou, no mesmo prazo, apresente as justificativas para o caso de não ter sido estabelecido tais mecanismos;

a.3) apresente ao TCU, no prazo de noventa dias, um Plano de Ação para desenvolvimento de estudos para definição da curva do custo do déficit de energia;

b) determinar ao Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), com fulcro no art. 250, inciso II, do RI/TCU, que informe ao TCU, no prazo de sessenta dias:

b.1) providências adotadas para garantir que a linha de transmissão Porto Velho - Araraquara esteja pronta em abril de 2014, assegurando a oferta de 2.285 MW ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste por parte da UHE Santo Antônio;

b.2) as medidas adotadas para afastar as diferenças entre as capacidades instaladas e as disponibilidades efetivas das usinas térmicas do SIN, na medida em que dos 20.208 MW de capacidade instalada, no período de novembro de 2012 a abril de 2013, apenas 14.533 MW estavam disponíveis;

c) recomendar, nos termos do art. 250, inciso III, do RI/TCU:

c.1) ao Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), em consonância com o art. 14 da Lei 10.848/2004 c/c art. 3º do Decreto 5.175/2004, que atente para os resultados das simulações contidas no Plano de Operação Energética (PEN) 2013-2017 do ONS no que se refere ao risco de déficit, quando se usa a série histórica de 1955 para os anos de 2016 ou 2017, no patamar de 8,13% em 2016 e de 9,74% em 2017 no subsistema SE/CO, valores esses muito acima dos 5% previstos pelo CNPE;

c.2) ao MME que promova audiências/consultas públicas com o intuito de informar e colher subsídio da sociedade acerca do impacto para o setor elétrico e para o meio ambiente das

usinas hidrelétricas com e sem reservatório, tendo em vista que, conforme evidenciado em estudo realizado pela PSR Consultoria, o aumento do despacho termelétrico em face da redução da capacidade de regularização significa que, para cada 1% de perda de capacidade de armazenamento, o nível de emissão do sistema aumenta em 38% a emissão de CO<sub>2</sub>, conflitando com a meta de redução de emissões de gases de efeito estufa entre 36,1% e 38,9% das emissões projetadas até 2020 fixada na Lei 12.187/2009 que instituiu a Política Nacional sobre a Mudança do Clima (PNMC) e oficializou o compromisso voluntário do Brasil junto à Convenção-Quadro da ONU sobre Mudança do Clima;

d) enviar a decisão que vier a proferida à Casa Civil da Presidência da República para que, na qualidade de responsável pela articulação interinstitucional, acompanhe a implementação das recomendações e determinações constantes deste acórdão;

e) encaminhar cópia do acórdão que vier a ser proferido, bem como do relatório e do voto que o fundamentarem, ao Senado Federal - particularmente à Comissão de Serviços de Infraestrutura (CI), à Comissão de Assuntos Econômicos (CAE) e à Comissão de Meio Ambiente, Defesa do Consumidor e Fiscalização e Controle (CMA) -, à Câmara dos Deputados - em especial à Comissão de Minas e Energia (CME) e à Comissão de Defesa do Consumidor (CDC) -, e à 3ª Câmara de Coordenação e Revisão do Ministério Público Federal (Consumidor e Ordem Econômica);

f) arquivar os presentes autos, com fundamento no art. 169, inciso V, do Regimento Interno do TCU.”.

5. O Secretário da SefidEnergia manifestou sua concordância com as propostas contidas no relatório da unidade técnica.

6. O Ministério Público junto ao TCU não atuou no processo.

É o relatório.

## VOTO

Tratam os presentes autos de monitoramento das determinações exaradas por meio do Acórdão 1.196/2010-Plenário, proferido no âmbito do processo TC-021.247/2008-5, que tratou de relatório de auditoria operacional, classificada como Tema de Maior Significância - TMS, cujo objetivo foi o de avaliar a Segurança Energética do País (ou seja, avaliar as possibilidades de desequilíbrio entre a oferta e a demanda de energia elétrica entre os anos de 2009 e 2016, as quais poderiam comprometer a qualidade, continuidade e modicidade tarifária do suprimento de energia elétrica) e, ainda, avaliar a utilização racional dos recursos e o pleno atendimento à legislação e metas ambientais.

2. Para perfeita compreensão da matéria, transcrevo o teor do referido acórdão 1.196/2010-Plenário:

“(…)

9.1. Determinar:

9.1.1. ao Ministério de Minas e Energia (MME), que informe a este Tribunal, no prazo de 90 dias:

9.1.1.1. em conjunto com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que, considerando os resultados dos 4º, 5º, 6º e 7º Leilões de Energia Nova realizados em 2007 e 2008, se o Índice de Custo Benefício (ICB) ou outras variáveis utilizadas para parametrizar a expansão do sistema estão trazendo distorções para a matriz de geração elétrica em implantação quanto:

9.1.1.1.1. ao planejado no que tange aos parâmetros de ótimo econômico (menores custos para o Sistema) e de ótimo ambiental (incluindo análise acerca da sustentabilidade ambiental da expansão da participação de usinas termelétricas a óleo combustível);

9.1.1.1.2. à diversificação da matriz (exploração das características de cada fonte); e

9.1.1.1.3. ao ótimo de segurança energética (aptidão das usinas termelétricas a óleo combustível para geração de energia no longo prazo, considerando a logística para eventual suprimento em larga escala e a compatibilidade do custo de geração com a modicidade tarifária);

9.1.1.2. em conjunto com a EPE e a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), se o custo da energia de reserva, nos patamares atingidos nos últimos leilões, são compatíveis com a segurança que proporcionam ao sistema interligado, bem como se tais custos são isonomicamente arcados por todos os agentes, incluídos consumidores livres e cativos, que se beneficiam dessa segurança;

9.1.1.3. as ações que estão sendo adotadas, e respectivo cronograma até conclusão, em preparação para o vintouro vencimento (a partir de 2015) das concessões de geração, distribuição e transmissão, particularmente quanto ao desenvolvimento de estudos pertinentes sob o enfoque jurídico, econômico-financeiro, risco de descontinuidade, necessidade de repotenciação de usinas hidrelétricas, entre outros;

9.1.1.4. as ações que estão sendo adotadas, e respectivo cronograma até conclusão, em preparação para o vencimento dos contratos de energia (a partir de 2012), particularmente quanto ao percentual de energia de menor custo (em razão de já ter ocorrido a depreciação das hidrelétricas, por exemplo) a ser destinado para o mercado cativo;

9.1.1.5. os estudos técnicos previstos na Resolução 08/2007 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), art. 2º, parágrafo único, que embasaram a decisão do Comitê para despacho fora da ordem de mérito no período 2007/2008;

9.1.2. à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) que informe ao Tribunal, no prazo de 30 dias, os cronogramas de desenvolvimento dos trabalhos e resultados relativos a:

9.1.2.1. estudos de definição da curva do custo do déficit de energia;

9.1.2.2. nova implementação da metodologia de planejamento da operação energética de médio prazo, aí incluídos os cronogramas de eventual licitação;



9.1.2.3. providências em andamento, ou que serão adotadas, no sentido de assegurar, após 2011, o suprimento de gás natural para as usinas termelétricas contempladas no termo de compromisso firmado com a Petrobras;

9.1.3. à Empresa de Pesquisa Energética (EPE) que informe ao TCU, no prazo de 90 dias, as ações e respectivos cronogramas relativos à implantação de sistema informatizado apto a gerenciar dados de usinas geradoras de energia utilizados pelos diversos entes estatais nos processos de planejamento, gestão e operação do setor elétrico;

9.1.4. ao Ministério das Minas e Energia (MME), na qualidade de presidente do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), que, em observação ao Princípio da Transparência da Administração Pública e à Lei 9.784/1999, art. 2º e 50, dê pública divulgação às atas das reuniões do CMSE - no prazo de 30 dias as atas referentes às reuniões já ocorridas, e tempestivamente as relativas às próximas reuniões;

9.2. Recomendar:

9.2.1. ao Ministério de Minas e Energia (MME) que:

9.2.1.2. vincule a decisão acerca dos percentuais de energia destinados ao mercado cativo e/ou livre a critérios e metodologias embasados em estudos técnicos que os suportem;

9.2.1.3. em conjunto com a EPE, publique os planos decenais de expansão tempestivamente no início do seu período de vigência;

9.2.1.4. na qualidade de presidente do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), garanta a atuação desse Conselho na formulação efetiva das políticas governamentais para o gás natural no Brasil, notadamente no que se refere: a) à promoção da competitividade entre os agentes dessa indústria; b) a sua integração com o setor elétrico e explicitando diretrizes para utilização ótima desse recurso energético;

9.2.1.5. em conjunto com a EPE, considerando a necessidade de otimização do potencial hidrelétrico, bem como o cenário de vencimento das concessões, desde já elaborem estudos mais consistentes, que possam estimular novos investimentos em repotenciação e modernização em hidrelétricas, inclusive argumentando sobre as vantagens ambientais em relação à implantação de novos empreendimentos;

9.2.1.6. assegure, nos acordos de intercâmbio de energia com países vizinhos, celebrados por instrumentos contratuais diversos, a inclusão de cláusulas que estabeleçam sanções efetivas no caso de descumprimento das partes;

9.2.2. à Empresa de Pesquisa Energética (EPE) que:

9.2.2.1. avalie os indícios de aumento de vazões em bacias hidrográficas de grande potencial de geração de energia, como é o caso da bacia do rio Paraná, e analise a conveniência de inaugurar novas linhas de pesquisas visando à aplicação dos resultados das mudanças climáticas em possíveis ações de repotenciação e modernização de usinas hidrelétricas;

9.2.2.2. em novas simulações para cálculo dos benefícios de repotenciação e modernização de usinas hidrelétricas, ratifique ou reveja o rendimento máximo teórico para o conjunto turbina-gerador, de forma a justificar o índice adotado ou torná-lo mais próximo à realidade da evolução tecnológica;

9.2.2.3. em articulação com o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Renováveis (Ibama), desenvolva metodologia para quantificar comparativamente os custos e os benefícios econômicos e ambientais de ações de repotenciação e modernização de hidrelétricas existentes e do porte ótimo dos reservatórios em hidrelétricas a serem construídas;

9.2.2.4. elabore e encaminhe ao Tribunal, no prazo de 90 dias, estudos que determinem os níveis ótimos de margem entre capacidade de geração assegurada, capacidade de geração média e demanda (carga), em relação ao custo de manutenção dessas margens;

9.2.3. à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) que:

9.2.3.1. exija, em suas fiscalizações periódicas, a informatização/digitalização e a atualização dos documentos de engenharia das usinas hidrelétricas;

9.2.3.2. ajuste a Resolução 166/2005, de forma a tornar o rateio do encargo Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) proporcional ao consumo de energia - forma selo;

9.2.3.3. aprimore a regulação setorial no que se refere à pública divulgação dos aumentos dos encargos setoriais, em especial em relação aos custos associados à segurança do sistema (sinal de preço defasado);

9.2.4. à Casa Civil da Presidência da República que, na qualidade de responsável pela articulação interinstitucional, acompanhe a implementação das recomendações e determinações constantes deste Acórdão;

9.3. determinar à Sefid que monitore a implementação das determinações e recomendações acima delineadas;

9.4. dar ciência deste Acórdão, acompanhado das peças que o fundamentam, à Casa Civil da Presidência da República, ao Ministério de Minas e Energia (MME), ao Ministério do Meio Ambiente (MMA), à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), à Empresa de Pesquisa Energética (EPE), à Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), às Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás), ao Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel), à Eletrobrás Termonuclear S.A. (Eletronuclear), ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama), à Comissão Nacional de Energia Nuclear (Cnen), às Comissões da Câmara dos Deputados de (a) Minas e Energia, (b) Fiscalização Financeira e Controle; (c) Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável, e (d) Defesa do Consumidor; às Comissões do Senado Federal de (a) Meio Ambiente, Defesa do Consumidor e Fiscalização e Controle e (b) Serviços de Infraestrutura; e à 3ª Câmara de Coordenação e Revisão do Ministério Público Federal.”.

3. Relativamente ao estágio de cumprimento dos itens desse Acórdão, a unidade técnica informou em sua instrução, transcrita para o relatório precedente, que podem ser considerados cumpridos ou implementados os itens 9.1.1.5, 9.1.4, 9.1.3, 9.2.1.2, 9.2.1.3, 9.1.2.3, 9.2.3.1, 9.2.3.3 e 9.2.2.4; não cumpridos ou não implementados os itens 9.1.1.1, 9.1.1.2, 9.1.1.4, 9.1.2.1, 9.2.1.4, 9.2.1.5, 9.2.1.6, 9.2.2.1, 9.2.2.2 e 9.2.2.3; em cumprimento ou em implementação, os itens 9.1.2.2 e 9.2.3.2; e prejudicado o 9.1.1.3.

4. Quanto a esse resultado, considero importante lembrar alguns aspectos. As determinações emanadas deste Tribunal são de cumprimento obrigatório por parte dos responsáveis, e o atraso em seu cumprimento, ou descumprimento, devem ser justificados e comunicados à Corte, sob pena de responsabilização. As recomendações embora não sejam de cumprimento obrigatório, não podem ser desconsideradas pelo gestor, sem justificativas adequadas, também sob pena de responsabilização. No presente caso, em vista do grande número de determinações e recomendações pendentes de atendimento ou análise, mais de três anos depois de expedidas, sem que houvesse sido remetida a este Tribunal qualquer justificativa a respeito, **entendo seja oportuno lembrar os responsáveis a respeito das observações acima.**

5. No mais, acolho como razões de decidir as análises e conclusões oferecidas pela unidade técnica, integralmente transcritas para o relatório precedente, pelo que me abstenho de repeti-las, sem prejuízo, entretanto, dos comentários que farei a seguir.

#### **I - Sobre os itens não cumpridos ou implementados do referido acórdão**

6. Em termos de monitoramento da apontada deliberação, considero importante tratar daquelas determinações que não foram cumpridas ou implementadas.

7. O primeiro item não cumprido/implementado trata em verdade de três subitens: (9.1.1.1.1) relação custo/benefício econômico e socioambiental da utilização de termelétricas a óleo combustível; (9.1.1.1.2) adequação da diversificação da matriz energética e a adequada utilização de cada tipo de fonte; e (9.1.1.1.3) a compatibilidade da utilização de termelétricas a óleo com os objetivos de

modicidade tarifária. Apesar de a unidade técnica, posteriormente à instrução acima transcrita, ter apontado razões pelas quais não seria necessário manter essas determinações, entendo que as mesmas se inserem na determinação a ser feita acerca do estudo comparativo entre tecnologias de geração de energia, descrito mais à frente.

8. Entendo que a determinação contida no item 9.1.1.2 também está inserida nesse mesmo estudo mais amplo sobre a utilização das tecnologias geradoras de energia e sua inserção na matriz energética brasileira.

9. Divergindo da unidade técnica, entendo que a determinação constante do item 9.1.1.4 perdeu seu objeto com a antecipação do vencimento das concessões.

10. Entendo que os estudos referidos na determinação contida no item 9.1.2.1 são realmente complexos, dependentes de criação e validação de metodologia, mas a dificuldade não pode impedir que a informação seja ao final produzida, vez que imprescindível à correta parametrização do sistema. Acolho a sugestão da unidade no sentido de **que seja novamente determinado ao MME que apresente ao Tribunal, no prazo de 90 dias, um plano de ação, acompanhado de cronograma, para desenvolvimento de estudos para definição da curva do custo do déficit de energia.**

11. Proporei que a recomendação contida no item 9.2.1.4 seja repetida, mas **no sentido de que seja explicitada a política nacional para a inserção do gás na matriz energética brasileira, especialmente ante a expectativa de aumento considerável na produção nacional em razão do pré-sal.**

12. Existem indícios no sentido de que a repotenciação e modernização das usinas hidrelétricas, objeto das recomendações 9.2.1.5, 9.2.2.2 e 9.2.2.3, talvez não produza o aumento da geração de energia apontado pelas projeções iniciais. De qualquer sorte, apenas estudos mais detalhados e individualizados poderão afirmar as vantagens econômicas e ambientais da adoção de cada ação, **pelo que proporei seja realizado estudo que permita esclarecer as reais possibilidades de incremento na geração de energia por meio de repotenciação e modernização de usinas. A questão do porte ótimo dos reservatórios deverá ser estudada juntamente com a questão maior relativa ao custo/benefício econômico e socioambiental de cada tecnologia de produção de energia.**

13. O estudo acerca do **aumento da vazão dos rios em bacias de grande potencial de geração de energia, em razão das mudanças climáticas, e as formas pelas quais esse aumento de vazão possa vir a ser eventualmente aproveitado (9.2.1.5) estarão abrangidos nos estudos necessários à revisão das garantias físicas, não sendo necessário uma determinação específica.**

14. A recomendação contida no item 9.2.1.6 não necessita ser repetida em razão de o volume de energia intercambiado com os países vizinhos ser muito pequeno e de Itaipu estar acobertada por um tratado específico de intercâmbio energético.

15. Os itens em implementação ou cumprimento deverão continuar sendo monitorados (9.1.2.2 e 9.2.3.2).

16. O item prejudicado (9.1.1.3) refere-se à renovação das concessões de geração de energia elétrica, o que será mais detidamente comentado adiante.

## II - Estado da segurança energética brasileira em 2014

17. Conforme apontado pela unidade técnica em seu relatório, o simples acompanhamento do cumprimento das determinações já exaradas não é suficiente para esclarecer as alterações ocorridas no contexto e para efetivamente concluir sobre o estado da segurança energética do País no presente momento.

18. O referido acórdão, prolatado em fins de maio de 2010, representou a conclusão de um extenso trabalho de auditoria levado a cabo, simultaneamente, por diversas equipes de auditoria, pertencentes a diversas secretarias, ao longo de meses. A conclusão geral atingida naquela oportunidade pode ser visualizada pelo parágrafo inicial da conclusão do voto que então apresentei perante este Colegiado, qual seja:

“(…), a conclusão geral do relatório de auditoria sob análise é no sentido de que **eventual déficit de energia no horizonte temporal de 2016 é pouco provável**, especialmente em razão da melhoria no planejamento de curto e médio prazos, da realização a tempo de leilões de energia nova, de um melhor acompanhamento e gerenciamento do sistema elétrico nacional pelo Operador do Sistema, e da integração dos diversos subsistemas de geração por meio da expansão das linhas de transmissão. Eventuais riscos existentes em alguns subsistemas parecem ter sido amenizados com a integração das linhas de distribuição e da queda de demanda provocada pela crise financeira internacional em 2008.”.

19. Não obstante o extenso trabalho realizado naquele momento, e dessa conclusão geral dele extraída, as descrições e análises apresentadas pela unidade técnica em sua instrução, e por mim complementadas no presente voto, **demonstram que alterações radicais de cenário ocorreram nos 3 anos e meio subsequentes** (junho de 2010 a início de 2014).

20. Assim, além da mera análise do cumprimento de cada um dos itens do acórdão, rapidamente comentada acima, a unidade técnica concentrou-se nas ações dos agentes do setor elétrico que visem a mitigar os riscos de repetição dos problemas de escassez energética registrados em 2001, pelo que centrou foco em questões estruturais do modelo energético brasileiro.

21. Em razão de sua importância, passo a analisar as questões apontadas pela unidade.

### III - Síntese das premissas do modelo energético brasileiro

22. Antes de adentrar a análise, e para o perfeito entendimento das questões que serão adiante tratadas, considero essencial lembrar algumas das premissas do atual sistema energético brasileiro. As informações e explicações que darei a seguir encontram-se bastante simplificadas, com detalhamento suficiente apenas para o entendimento das análises que serão realizadas a seguir.

23. Referido sistema prevê a geração permanente e ininterrupta de energia hidráulica (predominante), termonuclear (pequena parcela) e térmica de baixo custo operacional (a carvão e a gás, se garantido seu suprimento a baixo custo), geração essa que comporia a **“base” de geração** do sistema. Em anos hidrológicamente bons, **o parque gerador “da base” deve ser capaz de atender a demanda de energia**.

24. A título de **“energia de segurança”**, encontra-se disponível para acionamento, ou “despacho”, quando houver necessidade de complementação de energia gerada “na base”, especialmente em razão de anos hidrológicamente ruins, geradores termelétricos convencionais de custo operacional mais elevado (à óleo diesel e óleo combustível). O planejamento do setor elétrico deixa bem claro essa função da “energia de segurança” quando estabelece que energia térmica de custo mais elevado só deverá ser gerada **“em situações em que os reservatórios das hidrelétricas estejam em níveis muito baixos ou em situações especiais para atendimento à restrições elétricas da operação do SIN”** (fonte: PDE 2022, p. 92-93).

25. Importante ser dito para compreensão do funcionamento do modelo, é que sua capacidade real de geração tende a variar, ao longo do ano, em razão do regime hidrológico nas diversas regiões do país. Hidrelétricas a fio-d’água, ou seja, sem reservatórios, encontram-se sujeitas à grande variação em sua capacidade de geração, vez que dependem exclusivamente da vazão do rio. A existência de reservatórios, por sua vez, reduz o impacto do regime hidrológico e agrega maior estabilidade à capacidade de geração, vez que a água armazenada durante o período de chuvas é utilizada para suplementar a menor vazão do rio no período da seca. Mesmo assim, períodos de hidrologia muito desfavorável poderiam superar a capacidade de estabilização dos reservatórios, o que cria a necessidade de capacidade de geração energia adicional, a referida “energia de segurança”.

26. Complementando o sistema, para suprir diferenças entre a capacidade de geração nominal e a real das usinas geradoras (melhor explicado mais adiante) e para suprir eventuais atrasos em obras de usinas geradoras ou linhas de transmissão, encontram-se ainda disponíveis geradores eólicos e

térmicos a biomassa, que integram a denominada “**energia de reserva**”.

27. As geradoras eólicas têm custo baixo de produção, mas não têm capacidade de geração contínua, pois dependem da existência de ventos. As geradoras térmicas a biomassa apresentam razoável custo de produção, mas tem disponibilidade também dependente do volume da safra agrícola. Assim, essa denominada “energia de reserva”, utilizada sempre que disponível, tem o efeito esperado de poupança de água nos reservatórios, ou seja, poupança de energia hidrelétrica potencial. As funções da energia de reserva voltarão a ser analisadas quando tratarmos da garantia física das geradoras, mais adiante.

28. Importante realçar que esse papel de poupança de energia potencial é também desempenhado, em determinadas circunstâncias, pela energia de segurança, ou seja, pelo despacho das térmicas de maior custo, que, em última análise, permite às hidrelétricas uma menor vazão de água nas turbinas até a chegada do próximo período de chuvas.

29. O que determina a ordem de utilização das usinas geradoras, a partir das diferentes tecnologias utilizadas é, essencialmente, o custo de produção de energia associado ao grau de disponibilidade de geração inerente a cada uma, ou seja, as usinas são acionadas (despachadas) em razão do mérito econômico de cada uma. A ideia é manter o sistema atendendo a demanda, em qualquer momento, ao menor custo possível.

30. Como a água armazenada nos reservatórios tem um valor econômico como insumo para a geração de energia, o modelo prevê a alocação de um “valor econômico” variável para a energia produzida pelas usinas hidrelétricas, menor quando os reservatórios estão cheios e cada vez maior com a redução do nível de água ao longo do tempo. Obedecendo ao “**despacho por ordem de mérito econômico**”, as térmicas a gás e óleo podem vir a ser “despachadas” gradativamente ao longo do ano, sempre que o custo de produção de sua energia for superado pelo “valor econômico” da energia produzida nas hidrelétricas, o que, juntamente com a utilização das geradoras de energia de reserva, poupará água nos reservatórios e tenderá a manter a segurança do sistema gerador.

31. Importante salientar que a capacidade média de geração do sistema nacional necessária a atender às necessidades do país, em seu desenho atual, não prescinde da energia potencial armazenada nos reservatórios durante os períodos chuvosos. Ou seja, se imaginarmos uma hipótese na qual todas as hidrelétricas estejam operando apenas a “fio d’água”, sem contar com água retida nos reservatórios, a quantidade de energia por elas assim produzida somada à quantidade total de energia produzida pelas usinas termonucleares, térmicas convencionais e eólicas não é suficiente para atender a demanda do país.

32. Essa constatação é extremamente importante e norteará a análise que será realizada adiante. **O atendimento à demanda de energia no país depende de uma quantidade mínima de geração de energia hidrelétrica, quantidade essa que só é atingida se mantido volume de água suficiente nos reservatórios para garantir uma vazão mínima nas turbinas geradoras também nos períodos de seca.**

33. **Necessário, portanto, gerenciar os níveis de água nos reservatórios ao longo do ano e, além disso, de um ano para outro, de forma a afastar o risco de que um verão pouco chuvoso ou o uso inadequado das reservas hídricas possam colocar em risco o fornecimento de energia no ano seguinte.**

34. Por essa razão, a partir de 2002, foi introduzido como critério operativo no sistema, além do custo de produção já descrito, a denominada “curva de aversão a risco - CAR”, bem como a partir de 2007, os Procedimentos Operativos de Curto Prazo - POCP, que obrigam o despacho de térmicas, mesmo fora da ordem de mérito econômico, de forma a garantir que os reservatórios cheguem ao próximo período chuvoso com níveis de armazenamento de água suficientes para suportar um verão hidrológicamente ruim.

35. Em termos de planejamento do incremento de capacidade geradora, o modelo estabelece que novas usinas geradoras devem ser incorporadas ao sistema sempre que o custo marginal de expansão do sistema - CME for inferior ao custo marginal de operação (ou de produção de energia) -



CMO.

36. Com relação à transmissão da energia produzida, o modelo utilizado para despacho centralizado prevê a interligação de todas as unidades geradoras em território nacional integrantes do Sistema Interligado Nacional - SIN, de forma que a energia produzida em uma região do país possa ser transferida para outra região. Isso agrega confiabilidade e segurança ao sistema, vez que a possibilidade de transferência de energia entre as diversas regiões do país tende a compensar a flutuação na capacidade regional de produção de energia hidrelétrica provocada pela diferente sazonalidade dos regimes pluviais regionais ou simplesmente a deficiência de produção de energia frente às demandas regionais.

37. Ou seja, o modelo prevê, ainda, que grandes volumes de energia poderão ser transferidos de uma região para outra do país, a qualquer momento e em qualquer direção, possibilidade de transferência essa só limitada pela capacidade de cada linha de transmissão.

38. É fácil observar, assim, que o modelo geral de funcionamento do sistema gerador/transmissor de energia utilizado no país, concebido de forma bastante lógica e objetiva, é um sistema de grande porte, operando sobre um território muito extenso, o que exige, para seu perfeito funcionamento, modelagens, metodologias e parâmetros bastante sensíveis e complexos, que conduzam a um bom planejamento, e permitam sua execução eficaz nos prazos previstos, e, ao final, propiciem uma operação bastante criteriosa e atenciosa.

#### IV - A expansão da capacidade de geração e transmissão desde a crise de 2001

39. O modelo descrito foi planejado e construído a partir da crise energética de 2001.

40. Naquele exercício, a combinação de períodos de hidrologia ruim associado ao crescimento insuficiente da capacidade de geração de energia elétrica no país, aliado, ainda, à ausência de planos de contingência, de linhas de transmissão e de disponibilidade de suficiente capacidade geradora de segurança, culminaram no racionamento nacional de energia que produziu enormes prejuízos ao país.

41. Desde então, muito foi feito no sentido da construção de um sistema elétrico nacional mais robusto.

42. Em termos de geração, a capacidade total do sistema foi ampliada em 66,5% - de 76,3 mil MW (fonte: GESEL-IE-UFRJ) para 127 mil MW de **potência máxima** (fonte: Aneel). A potência máxima instalada, medida em MW, é adequada para indicar a ampliação da capacidade de geração, mas não para confrontar com a demanda. Para tanto, deve-se considerar a capacidade real de geração contínua de energia, o que remete à uma medida em MW médios, a qual será utilizada doravante neste voto.

43. A carga de energia (demanda) no mesmo período ampliou-se em 46,3% - de 41 mil MW médios em 2000 (utilizando a carga do ano anterior vez que a carga em 2001 foi deprimida em razão do racionamento), para 60 mil MW médios em 2013 (fonte: ONS).

44. Além disso, houve, no período, significativo incremento na capacidade geradora não dependente de regime hidrológico, especialmente geradores termelétricos, com diversificação da matriz energética.

45. Em 2001, 82% da capacidade geradora do país tinha origem hidráulica, e, portanto, dependente de regime hidrológico, enquanto os restantes 18% tinham origem térmica convencional ou nuclear (fonte: GESEL-IE-UFRJ).

46. Em 2013, 67,83% da capacidade geradora do país tinha origem hidráulica, 30,17% da capacidade tinham origem térmica convencional ou termonuclear e 1,8% tinha origem eólica (fonte: Aneel).

47. A contrapartida negativa dessa diversificação da matriz energética consistiu em uma redução da capacidade de regularização da produção de energia hidrelétrica, vez que a relação entre o volume de água armazenado nos reservatórios e a demanda anual de energia foi reduzida, o que traz menor estabilidade ao sistema gerador, como será melhor explicado mais adiante.

48. Em termos de transmissão de energia, o sistema encontrava-se em fins de 2013 não apenas

totalmente interligado, com exceção de algumas poucas áreas da região norte, como também era capaz de efetivamente transferir grandes volumes de energia de uma região para outra.

49. Esses três fatores combinados - maior crescimento da capacidade de geração frente ao crescimento da demanda de energia, incremento da capacidade geradora de segurança não hidráulica, e interligação dos sistemas geradores com capacidade de transferência de grandes volumes de energia de uma região para outra - sem dúvida aumentaram a segurança do sistema elétrico nacional.

50. A natural contrapartida desse aumento na segurança encontra-se na elevação do custo da energia. A elevação de níveis de segurança, com acréscimo de capacidade geradora de reserva, diversificação das fontes, aumento da capacidade de transmissão, etc., torna inevitável esse aumento nos custos. Segurança tem preço.

51. Discussão deve ser feita relativamente aos níveis de segurança desejáveis frente aos custos a serem incorridos, e relativamente aos custos e segurança das alternativas de geração de energia frente ao impacto ambiental. Voltarei a essas questões mais à frente.

#### V - Análise da operação do parque gerador de energia elétrica de 2011 a 2014

52. Não obstante a aparente coerência, robustez e segurança do modelo idealizado e efetivamente construído, **o cenário atual vem indicando a existência de possíveis inconsistências no sistema elétrico brasileiro**. Apesar de o modelo - aí incluídos metodologias, sistemas, planejamento e operação - estar concebido para suportar anos de baixos volumes pluviais, mantendo risco de déficit de energia em apenas 5% nos cenários possíveis (parâmetro de sistema), foram observados nos dois últimos anos, e especialmente nos últimos meses, sinais de que tais assertivas talvez não se encontrem confirmadas na prática.

53. Explico.

54. O **verão de 2010/11** foi de excelente hidrologia, de forma que, a seu final, os reservatórios das hidrelétricas apresentavam elevados níveis de armazenamento.

55. A fartura de água permitiu que, durante o ano de 2011, a produção de energia elétrica se restringisse quase que exclusivamente à geração hidráulica, com pouca contribuição de geração térmica.

56. Antes de avançar nas análises e apenas para relembrar, a “base” da geração de energia elétrica é constituída de energia hidráulica, term nuclear e térmica convencional de baixo custo, sempre complementada pela “energia de reserva”: eólica e térmica a biomassa. Conforme aponta o planejamento do setor elétrico, as termelétricas a óleo diesel e óleo combustível, dado os custos operacionais e logística para armazenamento de combustíveis, atuam como dispositivos “de segurança”, **“só devendo gerar em situações em que os reservatórios das hidrelétricas estejam em níveis muito baixos ou em situações especiais para atendimento à restrições elétricas da operação do SIN”** (fonte: PDE 2022, p. 92-93). Vez que as contribuições da energia de reserva foram, a ainda são, muito pequenas, e que a contribuição da energia term nuclear permaneceu estável e limitada a 2.000 MW médios durante o período a ser analisado, desconsideraremos, na análise, essas fontes de energia.

#### Volumes de energia hidráulica e térmica convencional gerados durante o ano de 2011 (em milhares MW médios - fonte: ONS)

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Hidráulica	52,1	54,6	52,7	52,5	50,0	48,7	49,4	51,9	51,8	50,8	50,8	51,7
Térmica	2,3	2,6	2,1	1,8	2,7	3,5	3,3	3,2	3,0	3,6	3,6	3,5
Conv.												

57. Como se observa da tabela retro, durante o **exercício de 2011** as hidrelétricas produziram, em termos de média mensal, **51.417,26 MW médios**, as termelétricas produziram, também em termos de média mensal, **2.963,86 MW médios**, perfazendo um total médio mensal de **54.381,12 MW médios**.

58. Em vista da fatura de água e da operação do sistema conforme estabelecido no planejamento, o ano de 2011 pode ser tomado como exemplo de operação em situação conjuntural favorável, o que o torna paradigma para a análise da efetividade das referidas assertivas de robustez e segurança do sistema.

59. Caso o verão seguinte, de 2011/12, fosse igualmente chuvoso, seria de se esperar que o estado de coisas observado em 2011 se mantivesse durante o exercício de 2012, ou pelo menos até que houvesse indicativos sobre os volumes pluviométricos do verão seguinte, de 2012/13, ou seja, seria de se esperar que durante boa parte do ano o sistema operasse apenas com uma “base” predominantemente hidráulica produzindo energia.

60. Não se pode afirmar que o **verão de 2011/12** tenha sido tão chuvoso quanto o anterior, mas também foi hidrologicamente muito bom. Dos 22 principais reservatórios acompanhados pelo ONS, 15 apresentavam, em janeiro de 2012, níveis de acumulação de água superiores aos apresentados em janeiro de 2011.

61. Mas nem tudo se manteve como em 2011.

### Volumes de energia hidráulica e térmica convencional gerados durante o ano de 2012 (em milhares MW médios - fonte: ONS)

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Hidráulica	53,2	56,5	57,3	51,3	48,9	49,2	49,7	50,5	47,9	47,5	44,1	46,9
Térmica Conv.	2,5	3,1	3,8	5,9	5,7	4,6	3,6	4,2	7,6	9,5	11,5	11,0

62. A tabela acima demonstra que no **primeiro semestre de 2012** houve uma ligeira elevação na geração hidráulica de energia para **52.729,57 MW médios** na média mensal, e um significativo aumento na produção de energia térmica convencional para **4.274,40 MW médios** na média dos meses, perfazendo um total de **57.003,97 MW médios**, com elevação de aproximadamente 4,8% frente a igual período do ano anterior.

63. Essa elevação na geração coincide com o aumento na demanda de energia no primeiro semestre de 2012 da ordem de 4,9% na média mensal. Importante destacar que esse crescimento da demanda é compatível com aquele projetado no planejamento.

64. Considerando que as decisões operacionais do ONS devem observar basicamente três condicionantes: atender a demanda, produzir energia ao menor custo possível, permitir a redução da água nos reservatório apenas em volume suficiente a não comprometer a segurança do sistema, a capacidade futura de geração hidrelétrica mínima (curva de aversão ao risco), entendo que, nesse primeiro semestre de 2012, o ONS permitiu a produção do máximo possível de energia hidráulica, para manter o custo da energia o mais baixo possível, mas acionou um volume maior de térmicas convencionais, de forma a não permitir que os níveis dos reservatórios baixassem de forma muito rápida.

65. Assim e sob o enfoque da capacidade de geração, **é possível que isso demonstre o atingimento de um patamar máximo de produção segura de energia hidráulica a partir de reservatórios cheios** (aquele que garante que a vazão de água nas turbinas não esvaziará os reservatórios a níveis críticos, abaixo dos quais não será mais possível gerar o volume mínimo de energia hidrelétrica necessário ao atendimento da demanda até a chegada das chuvas do próximo verão), vez que já durante o verão houve um acréscimo considerável de geração de energia térmica convencional.

66. Diferenciando-se ainda mais de 2011, o **segundo semestre de 2012** caracterizou-se por uma forte e crescente elevação na produção de energia térmica convencional, para **7.882,46 MW médios** por mês, especialmente em razão de uma sensível queda observada na produção de energia hidráulica, para **47.740,54 MW médios** por mês.

67. Aparentemente o Operador Nacional do Sistema detectou que a manutenção da produção

de energia hidráulica nos níveis que o acréscimo de demanda estava exigindo iria consumir água em excesso nos reservatórios e reduzir seus níveis de armazenamento a patamares inferiores aos desejáveis, aos determinados pela CAR e pelo POCP para a operação do sistema com segurança. Com isso, o ONS se viu obrigado a determinar a redução na produção de energia hidráulica, de forma a poupar água nos reservatórios, e, em contrapartida, de forma a suprir a demanda crescente, a despachar um volume cada vez maior de energia térmica, aumentando o custo de produção de energia.

68. **Esse, no meu entender, constitui indício de que a capacidade de geração na base pode encontrar-se abaixo da necessária para atender a demanda normal. Se, partindo-se de uma situação inicial de reservatórios cheios, o acionamento de turbinas hidrelétricas em volume suficiente para atender a demanda normal do país provoca uma redução excessivamente rápida dos níveis de armazenamento de água dos reservatórios, rápida a ponto de impedir que se mantenham em níveis razoáveis de segurança até a próxima estação chuvosa, obrigando o acionamento crescente e contínuo de energia térmica convencional, então talvez não exista folga de capacidade média real de geração hidráulica e quase toda a energia térmica convencional, aí incluída aquela parcela de geração até então tida como “de segurança”, tenha sido integrada a essa geração na base. Se for assim, se a energia de segurança tiver sido efetivamente integrada à base para atendimento da demanda normal de energia, já não haveria segurança.**

69. Mesmo após iniciado o **verão de 2012/13**, com a chegada de um novo período chuvoso, a geração de energia térmica convencional atingiu **11.230,08 MW médios** na média dos dois últimos meses de 2012, enquanto a produção de energia hidráulica caía para **45.467,77 Mwmédios**.

#### **Volumes de energia hidráulica e térmica convencional gerados durante o ano de 2013 (em milhares de MW médios - fonte: ONS)**

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Hidráulica	46,3	49,1	48,9	48,0	44,9	43,9	46,3	47,1	47,7	48,6	48,1	49,2
Térmica	11,8	11,7	10,5	10,0	11,9	11,3	9,6	10,3	10,0	9,9	10,7	9,7
Conv.												

70. O **verão de 2012/13** não foi generoso em chuvas, o que fez com que média mensal de produção de energia térmica convencional, **11.217,13 MW médios**, se mantivesse durante todo o **primeiro semestre de 2013**, acompanhada de pequena elevação na produção de energia hidráulica para **46.825,63 Mwmédios** por mês.

71. **Isso, no meu entender, confirma a incorporação da energia de segurança à produção na “base”, independentemente das diretrizes contidas no planejamento e/ou de seus custos elevados.**

72. No **segundo semestre de 2013** a situação alterou-se pouco, mas de forma bastante significativa.

73. A produção de energia térmica convencional foi reduzida para **10.052,83 Mwmédios** por mês, enquanto a geração de energia hidráulica foi elevada para **47.829,94 Mwmédios** por mês.

74. Se os níveis críticos dos reservatórios e a previsão de um verão 2012/13 mais seco haviam obrigado o ONS a despachar número crescente de usinas térmicas convencionais e posteriormente a mantê-las despachadas quando confirmadas as previsões de poucas chuvas, que terminaram por não permitir a recuperação dos níveis dos reservatórios, seria de se esperar uma produção crescente de energia térmica convencional acompanhada da produção decrescente de energia hidráulica durante o ano, especialmente com o avançar do segundo semestre quando a previsões começaram a apontar que o verão de 2013/14 também seria pouco chuvoso.

75. Não obstante isso, **o que se observou foi exatamente o contrário**: inicialmente, uma estabilização na produção de energia térmica em torno dos **11.000 MW médios**, com um pico de quase **12 mil MW médios** em maio, e, posteriormente, uma redução deste volume para **10 mil MW médios**

mensais, acompanhada de uma produção crescente de energia hidrelétrica.

76. O procedimento adotado pelo ONS, portanto, e em aparente contradição com a curva de aversão ao risco e aos procedimentos operacionais de curto prazo, foi o de, após um verão pouco chuvoso, e na aproximação de outro verão que poderia também ser pouco chuvoso, elevar o consumo de água dos reservatórios e reduzir a produção de energia térmica convencional.

77. Entendo que esse procedimento só se justificaria em razão da preocupação com o preço da energia, o que só faria sentido, a meu ver, uma vez garantida a segurança do sistema mantendo-se os níveis mínimos de água nos reservatórios.

78. Com base nesse raciocínio, pode-se pressupor, então, que em novembro e dezembro de 2013 e em janeiro de 2014 as informações em poder do ONS ainda não indicavam risco de déficit de energia durante o ano seguinte.

79. Não consigo encontrar outra razão, embora ela possa existir, para que o ONS tenha deixado de despachar usinas térmicas a óleo combustível e a diesel que estavam disponíveis, especialmente porque já se encontrava efetivamente confirmado que o verão 2013/14 seria efetivamente pouco chuvoso.

80. Em fevereiro e **março de 2014**, a produção de energia térmica convencional atingiu **13.773,67 e 14.243,42 MW médios**. Dados do ONS informam o despacho da totalidade das térmicas a gás e de quase todas as térmicas a óleo combustível e a diesel. Se adicionarmos a isso a geração termonuclear, então a geração térmica atingiu 16,2 MW médios em março.

81. Esse limite, em torno de 16 mil MW médios de uma capacidade nominal de 20 mil MW médios é superior aquele apontado pela unidade técnica relativamente ao início do ano de 2013. Naquele momento, foi detectado que a capacidade efetiva de geração termoeletrica no sistema não foi capaz de superar 14,3 mil MW médios por mês, capacidade 30% inferior aos 20,2 mil MW médios tidos como disponíveis nos dados oficiais, aí incluídas as usinas termonucleares. Não obstante, esse pico de geração de energia termoeletrica, da ordem de 16,2 mil MW médios, é, ainda assim, 20% (aproximadamente 4 mil MW médios) menor que a disponibilidade nominal.

82. Para perfeita compreensão do raciocínio retro utilizado, relativo aos exercícios de 2011 a 2013, considero importante relembrar que existem dois parâmetros para despacho de usinas pelo ONS. Primeiro, o da ordem do mérito econômicos, ou seja, quando o “custo” da água, estimado pelos sistemas de planejamento/acompanhamento, dispara o alerta ao ONS para que despache as térmicas de segurança. Quanto menos água nos reservatórios, mais elevado será o “custo” da água nos sistemas, e, portanto, mais térmicas serão despachadas. Em uma situação extrema, de poucas chuvas e reservatórios em níveis críticos, o “custo” da água no sistema atinge níveis máximos, apontando ao ONS a necessidade de despachar todas as térmicas disponíveis. O segundo parâmetro, o da curva de aversão ao risco - CAR e do procedimento operacionais de curto prazo - POCP, que refletem a necessidade de o ONS fazer os níveis dos reservatórios atingirem novembro, início do período chuvoso, com acumulação de água acima de um nível mínimo estabelecido.

83. Aparentemente, ambos os critérios obrigaram o ONS, apenas no início de 2014, e não antes, a despachar todas as térmicas disponíveis.

84. Considero extremamente importante destacar que as análises e conclusões retro só podem ser tomadas como uma interpretação razoável e possível dos dados disponíveis relativos à geração e consumo de energia no país nos anos de 2011 ao início de 2014. **Assim sendo, entendo oportuno seja ouvido o ONS para que se manifeste conclusiva e fundamentadamente sobre a adequação, em termos estruturais, da capacidade de geração de energia elétrica a sua disposição para atendimento à demanda atual e prevista para este exercício.**

## **VI - A existência de insuficiência estrutural de produção de energia a par com as causas conjunturais**

85. Em uma situação de sucessivos anos de boa hidrologia (chuvas abundantes, rios com boa vazão, reservatórios cheios), o esperado é que o sistema funcione com folga e que as usinas geradoras



de energia de segurança não precisem ser ativadas.

86. A existência de energia de segurança se justifica apenas em razão dos anos de hidrologia ruim, quando então o parque gerador deve ser capaz de continuar suprindo toda a energia demandada pelo país, dentro, é claro, dos parâmetros e custos de segurança pré-estabelecidos no planejamento.

87. O dimensionamento do parque gerador de energia de segurança é realizado com base em projeções. Segundo as regras postas, a geração na base complementada pela geração de segurança deve ser capaz de suprir a demanda de energia em 95% dos cenários hidrológicos possíveis, considerando inclusive anos sucessivos, construídos hipoteticamente com base na série histórica iniciada em 1931. Advém daí a referência a um dimensionamento do parque que permita risco de apenas 5% de déficit de energia.

88. É claro que causas conjunturais - anos de hidrologia ruim - tem relação tanto com o dimensionamento do parque, como já explicado, como com um eventual déficit na geração de energia.

89. Poder-se-ia pensar, assim, que não existem problemas estruturais relacionados à geração de energia no país e que a causa dos riscos de déficit de energia estarem se elevando em 2014 seria apenas conjuntural, como por exemplo, anos sucessivos de hidrologia ruim ou o mero advento de um verão de péssima hidrologia, como o de 2013/14.

90. Não obstante, análise retro efetivada contraria tal assertiva.

91. Restou observado (a) o rápido esvaziamento dos reservatórios das hidrelétricas, em anos de boa hidrologia, para o atendimento da demanda e (b) a utilização da quase totalidade da capacidade efetiva de geração térmica há 20 meses consecutivos, ou seja, incorporada na prática à geração de energia na base, o que contraria uma das premissas do planejamento, que pressupõe a existência de energia de segurança em “stand by”. Esses os fortes indícios de que **a capacidade de geração de energia elétrica no país encontra-se insuficiente para garantir o suprimento com a segurança necessária.**

92. O subdimensionamento efetivo da capacidade de geração, apesar de já poder ser percebido mesmo com reservatórios cheios (anos de boa hidrologia), aflora de forma mais intensa exatamente quando a água é escassa (anos de hidrologia ruim), pois é esperado que a geração de energia hidráulica responda, na média, por 70% da demanda.

93. **No meu entender existem claros indícios no sentido de que a capacidade de geração de energia elétrica no país configura-se insuficiente, em termos estruturais, para garantir a segurança energética dentro dos parâmetros estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, a quem será dada ciência de tal conclusão.**

## **VII - Possíveis causas estruturais do dimensionamento a menor da capacidade de suprimento de energia elétrica:**

### **VII-A - Possível planejamento a menor da necessidade futura de capacidade de geração em razão de falhas no processamento de informações relacionadas ao despacho de térmicas fora da ordem de mérito**

94. Ao analisar o PDE 2007-2016, durante o exercício de 2009, a equipe técnica deste Tribunal afirmou que “o atual planejamento do setor elétrico está bastante estruturado, englobando tanto as perspectivas de expansão da oferta, com as de ampliação da transmissão, frente ao esperado crescimento da demanda”, e, ainda, que “o planejamento observa, de forma geral, os critérios de segurança definidos pelo CNPE e considera um horizonte de curto-médio prazo (planos decenais) e um horizonte de longo prazo (Plano Nacional de Energia 2030)”. Não obstante isso, e já naquele momento, algumas imperfeições, que não alteraram boa impressão geral sobre o planejamento, foram apontadas pela equipe técnica.

95. Analisando os dados constante do PDE 2012-2021 (tabela 2 da instrução da unidade técnica), observa-se um folga (balanço estrutural) de **3.766 MW médios** em 2013 e de **6.569 MW médios** projetados para o ano de 2014, folga essa que após sofrer uma pequena queda em 2015 se elevaria até 2018.

96. A ONS (tabela 13 da instrução da unidade técnica) apresenta números ligeiramente diferentes, o que resulta em folgas menores - **1.809 MW médios** em 2013 e **3.966 MW médios** em 2014, certa estabilidade em torno deste valor em 2015 e 2016.

97. Segundo detalhada explicação contida na instrução da unidade técnica transcrita para o relatório precedente, pelo que me abstenho de reproduzi-la na íntegra, a EPE, entidade responsável pela elaboração dos PDEs e manutenção dos seus dados, não estava incluindo no sistema Newave os despachos realizados fora da ordem de mérito com base nos Procedimentos Operativos de Curto Prazo - POCP. Em razão disso, o planejamento de 2008 a 2013 subavaliou parâmetros essenciais às projeções realizadas pelos sistemas, o que pode ter resultado em projeções de necessidade de capacidade de geração menores que as efetivamente necessárias.

98. Tal falha de entrada de dados relativos aos despachos de térmicas já foi corrigida com o advento da Resolução CNPE 3/2013, saneando o problema para o futuro, pelo que não haveria, portanto, nenhuma providência a ser adotada neste ponto por este Tribunal.

99. A unidade técnica destaca, ainda, que a EPE não considera o atraso na entrega das obras de geração e transmissão ao efetuar o balanço estrutural, o que resultaria em folga maior que a efetivamente existente, agravando o hiato entre planejamento e realidade. Essa questão será mais bem analisada mais adiante.

100. Com relação aos números apresentados pelo ONS, a unidade técnica aponta que, se utilizada uma simulação que considere a série histórica crítica de 1955 para os anos de 2016 e 2017, os riscos de déficit de geração de energia alcançariam o patamar de 8,13% em 2016 e 9,74% em 2017, muito superiores aos 5% estabelecidos como limite, o que já teria sido reconhecido pelo próprio ONS.

101. Os impactos dessa falha de entrada de dados sobre os números apontados no planejamento são difíceis, senão impossíveis, de serem quantificados ou estimados sem que se proceda a simulações que reconstruam o histórico de despachos fora da ordem de mérito, o que não foi objeto do presente trabalho.

102. O que se pode concluir a respeito é, portanto e apenas, que os números do balanço energético, caso os dados tivessem sido corretamente ingressados nos sistemas, seriam diferentes e, ainda, que a ausência desses dados tende a produzir estimativas “a menor” na necessidade de expansão da capacidade de geração de energia e, portanto, tendem a contribuir com o possível subdimensionamento estrutural da capacidade de suprimento de energia elétrica.

#### VII-B - Avaliação a maior das garantias físicas das usinas

103. Além da possibilidade de se estar trabalhando com uma necessidade de capacidade geradora subestimada, a unidade técnica aponta, como outra causa possível para o subdimensionamento estrutural do parque gerador de energia, a avaliação a maior da “energia garantida” certificada a cada usina frente à real capacidade de a usina produzir energia.

104. Cada usina geradora é percebida no sistema por sua “**energia garantida**”, que seria, em resumo, a **contribuição que se espera que aquela usina dê ao volume de energia total gerado no país durante um ano**. Segundo detalhados esclarecimentos contidos na instrução da unidade técnica, que me abstenho de repetir por estar transcrita para o relatório precedente, grande parte das usinas brasileiras apresenta superavaliação em sua “energia garantida”, ou seja, as usinas não conseguem entregar, na realidade, a quantidade de energia tida como “garantida” para o sistema.

105. Preocupados com essa avaliação a maior, os responsáveis pelo sistema decidiram adquirir um montante de energia em adição aquele indicado como necessário pelos modelos computacionais, montante esse denominado “energia de reserva”. Como o fundamento para aquisição desse montante foi exatamente suprir essa diferença e como já foram adquiridos aproximadamente 3.500 MW médios, de energia produzida ou por geradores a biomassa ou por geradores eólicos, para compor essa “reserva”, pode-se considerar ser essa a estimativa oficial sobre o tamanho da superavaliação.

106. Não obstante, não existe certeza relativamente a esse número. Considerando que nem toda a energia de reserva já contratada encontra-se disponível, considerarei para cômputo que farei à frente

neste trabalho, existir uma diferença não compensada da ordem de 2 mil MW médios.

107. Uma segunda questão a ser tratada, diz respeito à necessidade de a “energia garantida” das usinas ser revista periodicamente, vez que a produção efetiva de energia de uma usina pode sofrer alteração ao longo do tempo (devido, por exemplo, a alteração da vazão dos rios, da capacidade dos reservatórios em razão de assoreamento, do consumo a maior da água dos reservatórios em razão de irrigação ou abastecimento urbano de água, da necessidade de manutenções mais frequentes em equipamentos mais velhos, etc.).

108. Os atuais certificados de energia assegurada das usinas vencerão ao final deste exercício de 2014, pelo que deveriam se encontrar em andamento os trabalhos necessários à sua revisão. Tais trabalhos não são simples, vez que envolvem análise técnica individual de cada usina geradora, com visitas, medições e conferências *in loco*, e, portanto, demandam prazo considerável para realização e o prévio planejamento detalhado das ações necessárias.

109. Sob o enfoque dos produtores de energia, essa revisão pode não ser desejável, pois qualquer redução na energia assegurada das usinas traz consequências financeiras, vez que tal parâmetro influencia, por exemplo, o faturamento e a capacidade de endividamento das usinas.

110. A unidade técnica aponta em sua instrução que não se percebe qualquer movimentação dos órgãos oficiais no sentido de que essa revisão seja efetivamente realizada a tempo.

111. Entendo oportuna e necessária, portanto, seja expedida a determinação sugerida pela unidade técnica, no sentido de que **o MME apresente a este Tribunal, no prazo de 90 dias, plano de ação para elaboração dos estudos necessários a subsidiar a revisão ordinária das garantias físicas das usinas do sistema elétrico brasileiro, cujos prazos dos respectivos certificados de energia assegurada findarão em 31/12/2014. Considerando a importância do assunto para a segurança energética brasileira, proporei que seja dada prioridade e urgência à conclusão da revisão.**

#### VII-C - Indisponibilidade de parte do parque gerador termelétrico

112. A instrução da unidade técnica destaca já ter sido detectado, pela Aneel, que durante o período de novembro de 2012 a abril de 2013, dos 20.208 MW médios de capacidade de geração de energia termonuclear e térmica convencional registrados no sistema nacional, apenas 14.533 MW médios encontravam-se efetivamente disponíveis.

113. As razões para a indisponibilidade desses 5.675 Mw/médios de capacidade de geração térmica foram referidas como necessidades de manutenção, operação comercial suspensa, usinas com restrições operativas, ou usinas com problemas estruturais sob gerenciamento ou não gerenciáveis.

114. Foi definido, então, que o CMSE elaboraria um diagnóstico sobre o problema, diagnóstico esse que ainda não foi publicado.

115. Considero interessante relembrar que em março próximo passado foram gerados 14,2 mil MW médios de geração térmica convencional, em momento no qual o ONS deveria estar despachando toda a capacidade geradora disponível. Se adicionarmos a produção termonuclear, então estariam sendo produzidos 16,2 mil MW médios, montante que representa aproximadamente 80% da capacidade nominal, ainda estimada em aproximadamente 20 Mw/médios. É possível que a geração termelétrica em abril seja ainda um pouco superior a isso.

116. Como dado adicional, a lista de despachos do ONS relativa à última semana de março de 2014 informa não se encontrarem despachadas duas usinas a carvão, uma a gás, doze a óleo combustível, nove a óleo diesel e duas a biomassa, num total de 26 usinas, equivalentes a 2,3 mil MW de capacidade total nominal.

117. Os indícios são no sentido de que em nenhum momento houve disponibilidade de todo o parque gerador termelétrico. De qualquer sorte, não se tem certeza, na ausência de manifestação por parte do CMSE e do ONS sobre a efetiva capacidade de geração térmica no país. Apesar de não haver certeza sobre a real representatividade deste número, utilizarei para cômputo o valor de 2 mil MW médios, apenas para os efeitos da presente análise, como o total da indisponibilidade de geração

térmica no momento.

118. Assim, entendo novamente necessário seja expedida determinação sugerida pela unidade técnica no sentido de **que o CMSE apresente tanto o diagnóstico a respeito quanto suas providências no sentido de afastar as diferenças entre capacidades de geração nominais e capacidades de geração efetivas no sistema de geração termelétrico.**

#### **VII-D - Atraso na entrega de obras de geração e transmissão**

119. Uma última razão que poderia estar impactando diretamente a capacidade de geração de energia, e que poderia estar causando seu presente subdimensionamento, reside nos atrasos observados na entrega de obras de geração e transmissão de energia.

120. Os levantamentos relativos a essa questão estão sendo analisados em processo sob relatoria do Ministro José Jorge (TC-029.387/2013-2), pelo que não aprofundarei o assunto.

121. Não obstante, e para que seja possível concluir a presente análise, considerarei apenas os dois principais atrasos noticiados pela imprensa, quais sejam, o atraso na conclusão da linha de transmissão que conecta a Usina de Santo Antônio ao sistema interligado, que estaria impedindo a utilização de 2.300 MW médios, e o atraso na conclusão de outra linha de transmissão que conectaria os parques eólicos no Nordeste ao SIN, obra a cargo da Chesf, que estaria impedindo a utilização de 700 MW médios, totalizando apenas aí 3.000 MW médios, valor que passarei a utilizar no cômputo a seguir.

#### **VII-E - Cômputo exemplificativo do possível dimensionamento a menor da capacidade de geração a partir das quatro causas citadas**

122. As quatro causas retro descritas (item VII, A D, retro) existem e afetam a capacidade estrutural de suprimento do sistema energético brasileiro, não sendo possível, entretanto, estabelecer com certeza, por ter escapado aos objetivos do presente trabalho, as respectivas dimensões.

123. Por essa razão, e independentemente de seu dimensionamento, as apontadas determinações a respeito de cada uma das causas deverão ser expedidas.

124. Não obstante, é importante observar que três das quatro causas listadas encontram-se associadas a valores de capacidade de geração, ainda que apenas estimados, o que torna possível aventar o impacto que o somatório dos valores das três causas poderia provocar na capacidade geral do sistema.

125. Adotando os valores referidos em cada item - assumindo, portanto, que a superavaliação da energia garantida das usinas (B) não compensada pela energia de reserva é da ordem de 2.000 MW médios, que a indisponibilidade do parque de geração termoeletrico convencional (C) é da ordem de 2.000 MW médios, e que o atraso das obras de geração e transmissão (D) deixaram de agregar ao sistema uma capacidade de 3.000 MW médios -, **a diferença a menor entre a capacidade nominal de geração constante do planejamento e dos dados de “balanço energético” e a capacidade real disponível poderia ser de 7.000 MW médios. Se lembrarmos que as projeções de folga oscilam entre 6,5 mil MW médios e 3 mil MW médios, tal subdimensionamento da ordem de 7 mil MW médios (superior a 10% da capacidade projetada), transformaria qualquer folga no balanço energético em déficit de capacidade estrutural de fornecimento de energia.**

126. É possível que o subdimensionamento advindo do somatório das quatro causas seja inferior a esse montante. Por outro lado é bastante provável que nessas quatro causas residam a maior parte do subdimensionamento estrutural apontado.

127. Entendo que a EPE deve ser ouvida sobre a forma como equaciona, em seu planejamento, essas quatro possíveis causas de subdimensionamento.

#### **VIII - Ausência de estudos de custo/benefício econômico e socioambiental relativas às tecnologias de geração de energia no Brasil**

128. Analisadas as possibilidades de impacto direto na capacidade de geração de energia

elétrica, entendo ser oportuno analisar pelo menos uma possibilidade de causa indireta, especialmente por já ter sido tratada na deliberação anterior nestes autos.

129. O Brasil é um país extremamente bem dotado de potencial hidráulico, sendo natural que a base do sistema seja predominantemente hidrelétrica. Segundo dados atualizados, foram utilizados até o momento apenas um terço do potencial hidrelétrico disponível.

130. No atual estado da tecnologia, a energia produzida por hidrelétricas tem custo bastante baixo, só sendo desafiada nesse critério pela energia termonuclear. Tecnicamente é das mais indicadas, vez que utiliza fonte renovável não poluente, como as fontes eólica e solar, por exemplo, mas diferentemente dessas alia alta capacidade, disponibilidade e confiabilidade ao baixo custo.

131. Havendo tanta disponibilidade potencial de geração de energia com tais qualidades, é de se perquirir por que os geradores termelétricos convencionais, que produzem energia cara e muito poluentes, têm crescido tanto de importância na matriz energética brasileira.

132. Aparentemente, o que tem obstado uma maior utilização de hidrelétricas nos últimos 20 anos ou mais tem sido o licenciamento ambiental. Criou-se uma “impressão”, uma “imagem” - vez que entendo não haver estudos técnicos que efetivamente demonstrem isso -, de que as usinas hidrelétricas são uma agressão ambiental desproporcional aos benefícios por elas trazidos.

133. Sem dúvida sua construção provoca impactos ambientais. Mas a geração de energia é uma necessidade ao bem estar da população e da sociedade. Além disso, a utilização de outras tecnologias de geração de energia também provoca impactos ambientais, alguns de grande monta e facilmente observáveis como o caso das térmicas a gás e à óleo, ou de grande risco, como no caso das term nucleares, ou de utilização extensiva de solo, como no caso das eólicas e solares.

134. Entendo não estarem de forma alguma claras, tecnicamente falando, quais as relações de custo/benefício, econômico e socioambiental, associadas à utilização de cada uma dessas tecnologias, clareza essa essencial para o direcionamento de uma política nacional de produção de energia econômica e ambientalmente justificável e sustentável.

135. Além dessa análise e comparação técnica das diversas fontes de produção de energia elétrica, entendo também necessário se aprofunde análise sobre a questão da utilização, ou não, de reservatórios em hidrelétricas.

136. Muito se discute acerca da “opção” pela construção de hidrelétricas com reservatório, como foi a regra até a década de 1990, ou pela construção de hidrelétricas sem reservatório, ou “a fio d’água”, como parece ser a tendência atual.

137. De acordo com aquela “impressão” ou “imagem”, que parece ter se estabelecido sem os estudos adequados, hidrelétricas com reservatórios seriam “inaceitáveis”, sendo aceitáveis apenas as hidrelétricas a fio d’água.

138. Ora, parece-me bastante claro que hidrelétricas a fio d’água, se tomadas individualmente, produzem menor impacto ambiental que suas correspondentes com reservatório. Entretanto, parece-me também correto afirmar que as hidrelétricas a fio d’água não conseguem manter sua capacidade de geração estável durante o ano. Por essa razão, a utilização de usinas a fio d’água no sistema gerador demanda a disponibilidade adicional de geradoras de energia complementares, que podem ser tanto outras hidrelétricas quanto térmicas, que também produzirão impactos ambientais adicionais, os quais, quando considerado todo o sistema gerador, podem vir a produzir impactos ambientais ainda maiores que as correspondentes hidrelétricas com reservatório.

139. Apenas para se ter ideia, as usinas hidrelétricas no Rio Madeira - Santo Antônio e Jirau - produzirão na época das chuvas algo em torno de 6 mil MW médios e na seca algo em torno de 2 mil MW médios, ou talvez ainda menos. Se imaginarmos que haveria necessidade de usinas térmicas convencionais para cobrir a deficiência das usinas e Santo Antônio e Jirau na seca, então o parque de geração térmico deveria ser ampliado em 20% de sua capacidade total atual (acréscimo de 4 mil MW médios sobre um parque instalado de 20 mil MW médios).

140. As consequências disso estão bem destacadas em estudo apresentado pela PSR Consultoria no Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia, referido pela unidade técnica em sua



instrução. Uma das conclusões de tal estudo é a de que a perda de capacidade de regularização (relação entre o montante de energia elétrica potencial armazenada nos reservatórios sob a forma de água e a capacidade média total de geração do sistema) produz uma grande elevação na emissão de CO<sub>2</sub> pelo conjunto do sistema gerador. Isso ocorre porque a redução na capacidade de regularização (de armazenamento de água e da consequente produção de energia hidráulica, que não emite CO<sub>2</sub> em sua operação) obriga a geração de energia por meio de fontes fortemente emissoras de gases de efeito estufa (usinas térmicas).

141. Importante lembrar, neste ponto, a Lei 12.187/2009, que instituiu a Política Nacional sobre a Mudança do Clima - PNMC e que oficializou o compromisso voluntário do Brasil, junto à Convenção-Quadro da ONU sobre Mudança do Clima, no sentido da redução de emissões de gases de efeito estufa entre 36,1% e 38,9% sobre o total das emissões projetadas até 2020.

142. Parece-me incoerente essa situação, sob o aspecto ambiental, e, mais especificamente, o da emissão de gases produtores de efeito estufa. Tudo, portanto, indica que a construção de usinas hidrelétricas com reservatório (que regularizam a produção hidrelétrica de energia, minimizando o despacho de usinas térmicas, essas sim fortes emissoras de CO<sub>2</sub>) deveria ser priorizada em detrimento da prioridade atualmente dada a usinas termelétricas ou hidrelétricas a fio d'água.

143. Pelo lado econômico, a construção e a manutenção de usinas complementares, térmicas por exemplo, em substituição à capacidade de regularização inerente aos reservatórios, agregam custos relevantes ao sistema, o que pode conduzir a um aumento significativo no custo da energia, como no momento atual, e, em futuro próximo, a um inevitável aumento das tarifas a serem repassadas aos consumidores.

144. Ampliando-se esse enfoque econômico e social, é necessário que se avalie o impacto que o custo da energia presente e futura tem sobre as perspectivas de expansão dos investimentos produtivos no país, sobre o crescimento de múltiplos setores produtivos da economia, sobre a ampliação do mercado de trabalho, e, ao final, sobre a renda e sobre a qualidade de vida da população, e que reste claro o custo econômico e social da adoção de opções que conduzam a um preço de energia mais elevado, em detrimento de usinas hidrelétricas com reservatório.

145. Pelo lado da segurança energética, a construção de hidrelétricas com reservatório não só agrega estabilidade e robustez ao sistema gerador, como permite a inserção de fontes alternativas sustentáveis, como a eólica e a solar (inerentemente intermitentes), inserção essa bastante significativa sob o aspecto econômico e ambiental.

146. Estudo elaborado pelo Núcleo de Estudos e Pesquisas do Senado, intitulado “Por que o Brasil está trocando as hidrelétricas e seus reservatórios por energia mais cara e poluente?”, de maio de 2013, consolida inúmeras informações a respeito da questão. Discorrendo sobre o aproveitamento hidrelétrico na região amazônica, incluída a questão dos reservatórios de regularização, questão sempre polêmica na mídia e nos tribunais, o referido estudo aponta:

“(...) as usinas a serem construídas doravante estarão localizadas, em sua grande maioria, na Amazônia, onde o relevo, no seu geral mais plano, dificultará a construção de reservatórios sem o alagamento de áreas mais extensas. Felizmente a situação não é tão ruim quanto possa inicialmente parecer. A Empresa de Pesquisa Energética, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, divulgou dado segundo o qual se fossem somadas as áreas dos reservatórios de todas as usinas construídas e a construir na Amazônia teríamos uma **área alagada de 10.500 km<sup>2</sup>** de floresta, ou seja, apenas 0,16% de todo o bioma amazônico - incluindo o seu trecho em território estrangeiro -, uma parte ínfima, portanto, desse ecossistema tão precioso. Para facilitar a compreensão do que representa essa área, é possível dizer que ela equivale a aproximadamente o dobro do território do Distrito Federal. Vale registrar também, para efeitos comparativos, **que a área total a ser ocupada pelos reservatórios dessas usinas seria apenas um pouco superior aos 7.000 km<sup>2</sup> de área desmatada na Amazônia Brasileira só em 2010, ano em que menos se**

**destruiu a floresta ao longo da série histórica desse levantamento, feito pelo INPE desde 1988.”. (negrito meu)**

147. Por todas essas razões, proporei seja expedida **determinação ao MME para que, coordenando os órgãos necessários e competentes, obrigatoriamente incluídos o MMA e o Ibama, encaminhe plano de trabalho, com cronograma, para o desenvolvimento e conclusão de estudos que produzam essa necessária clareza técnica sobre os custos e benefícios envolvidos na utilização de cada tecnologia produtora de energia elétrica e que sejam capazes de fundamentar a expansão do sistema gerador dessa energia.**

148. Proporei, ainda, seja expedida **determinação específica no sentido de que tal estudo abranja a questão das hidrelétricas com e sem reservatórios e, ainda, a utilização do gás natural.**

149. Considerando que, por um lado da questão, a estabilidade e segurança da geração de energia elétrica podem ser tidas como prioridades inquestionáveis, e que, por outro lado da questão, a preservação ambiental é também prioridade inquestionável, entendo que tal problema deve ser estudado com prioridade pelos órgãos competentes, pelo que **proporei seja estabelecido prazo estreito, não superior a um ano, para planejamento, execução e conclusão do trabalho.**

### **IX - Outras questões estruturais levantadas pela unidade técnica – impactos sobre a segurança energética futura**

#### **IX-A - Vencimento antecipado das concessões com redução das tarifas**

150. Em meados de 2013, o Governo Federal propôs, por meio de medida provisória, o vencimento antecipado das concessões de geração de energia e, em sequência, a manutenção das concessões pelas então concessionárias, condicionada à aceitação, por elas, de redução na tarifa.

151. Por meio dessa medida, a tarifa de energia elétrica foi sensivelmente diminuída, possível somente em razão de uma forte redução no valor pago às concessionárias pela energia produzida.

152. Muito embora seja razoável admitir que o investimento necessário à construção das usinas objeto dessas concessões já se encontram amortizados, razão por que tal amortização poderia ser, então, extraída do preço da energia produzida, sem prejuízo à operação das concessionárias, não se pode deixar de reconhecer a possibilidade de que um corte tão expressivo nesse preço possa ter ultrapassado o limite suportável pelas concessionárias.

153. Um eventual estrangulamento financeiro das atuais concessionárias poderia colocar em risco o funcionamento e a capacidade das geradoras, caso a manutenção da estrutura e o reinvestimento mínimo necessário venham a sofrer cortes orçamentários, o que possivelmente colocaria em risco não só o estado geral de um patrimônio público sob concessão, assim como a segurança energética futura do país. Situação essa que merece ser avaliada de maneira minudente.

154. Deixarei, entretanto, de oferecer qualquer proposta a respeito neste momento, vez que o assunto está sob análise em outro processo desta Corte, em cujo âmbito deverá a questão ser tratada mais detalhadamente.

#### **IX-B - Registro de contratos celebrados no ambiente de contratação livre**

155. O Decreto 5.163/2004 prevê a necessidade de registro dos contratos de compra e venda de energia no Ambiente de Contratação Livre- ACL, em especial a obrigação de esses consumidores livres estarem 100% contratados, e, ainda, que a aferição do cumprimento dessa obrigação será realizada mensalmente.

156. O cumprimento dessas obrigações é essencial para que se possa determinar tempestivamente a quantidade de energia consumida no mercado livre e, com isso, permitir que tal informação seja considerada no planejamento da expansão da geração de energia elétrica no momento adequado.

157. Não obstante isso, o MME ainda vem permitindo que o registro desses contratos seja realizado após o consumo. A portaria MME 185/2013 havia postergado o cumprimento das medidas

previstas no referido decreto a partir de fevereiro de 2014, mas tal cumprimento foi mais uma vez adiado para junho de 2014, por meio da Portaria MME 21/2014, de 14/01/2014.

158. Entendo, em consonância com a proposta oferecida pela unidade técnica, ser necessária e oportuna a expedição de determinação ao MME para que não mais adie esse prazo e estabeleça, se ainda não o fez, os mecanismos necessários para que os registros dos contratos de compra e venda de energia no ambiente de Contratação Livre na CCEE sejam efetuados com o detalhamento e o prazo adequados, não apenas para evitar o descumprimento do Decreto 5.163/2004 e da Lei 9.074/95, como também para possibilitar a produção tempestiva de informações necessárias ao perfeito planejamento da expansão do parque gerador de energia elétrica.

### **X - Transferência, para o Tesouro Nacional e para os contribuintes, de parte dos custos da energia**

#### **X-A - Exposição involuntária das distribuidoras**

159. Quando do já referido vencimento antecipado das concessões de geração de energia elétrica, objeto da Medida Provisória 579/2012, convertida na Lei 12.783/2013, grandes geradoras de energia (a exemplo da Cesp, da Cemig e da Celesc) não aceitaram a renovação das concessões nos termos oferecidos, pelo que um volume considerável de energia restou imediatamente descontratado. A energia produzida pelas usinas que tiveram seus contratos renovados foi cotizada entre as distribuidoras, mas não foi suficiente para suprir toda a demanda.

160. Um leilão de recontração não foi imediatamente realizado e o leilão posteriormente realizado restou deserto, o que deixou as distribuidoras a descoberto em aproximadamente 2.000 MW médios, que tiveram de ser adquiridos no mercado de curto prazo, a preços bastante elevados.

161. Objetivando cobrir o custo dessa exposição, o Governo vem transferindo recursos do Tesouro Nacional por meio do encargo tarifário CDE. No ano de 2013 foram repassados às distribuidoras de energia, pelo Tesouro Nacional, R\$ 14 bilhões, dos quais R\$ 3,7 bilhões a fundo perdido e R\$ 9,9 bilhões serão repassados à tarifa de energia. A previsão para 2014 é que o Tesouro Nacional aporte mais R\$ 13 bilhões à CDE para suprir a elevação dos custos da energia, sendo ainda necessários R\$ 8 bilhões adicionais, que serão alocados por meio de empréstimos financeiros a serem contratados por meio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Esses valores representam estimativas e podem ser alterados.

162. Vez que foi autorizada pelo Ministro José Jorge, relator deste biênio dos processos de entidades do setor elétrico, a realização de fiscalização, com previsão de audiência pública para maio do ano corrente, cujo objeto será exatamente o impacto das medidas da MP 579/2012 sobre a Conta de Desenvolvimento Energético, deixo de apresentar qualquer proposta a respeito, vez que a questão será detalhadamente analisada em trabalho específico.

#### **X-B - Diferimento do repasse dos custos do acionamento das térmicas para os consumidores**

163. Pelas regras anteriores, os custos do despacho das térmicas não considerados na formação do preço da energia do ano em curso deveria ser suportado pelas distribuidoras, que só seriam ressarcidas, no ano seguinte, a partir do reajuste anual da tarifa, quando então os custos adicionais incorridos seriam rateados ao longo de doze meses.

164. Objetivando evitar uma brusca elevação nos preços da energia para os consumidores, essa regra foi alterada. O Decreto 7.945, de 7 de março de 2013, estabeleceu que recursos da CDE poderão ser repassados às concessionárias para cobrir o custo decorrente dos despachos de usinas termelétricas acionadas em razão de segurança energética, e que tal acréscimo de custo será ressarcido à CDE no prazo de até 5 anos. Ou seja, o repasse de tal valor para os consumidores foi diferido para ser efetivado em até 5 anos.

165. Vez que, conforme já adiantado, os impactos da medida provisória 579/2012 serão objeto da fiscalização mencionada no item anterior, deixarei de analisar a questão e de apresentar qualquer proposta a respeito.

## XII - Conclusão

166. Considero necessário, neste ponto, parabenizar a equipe da SefidEnergia, integrada pelos auditores Arlene Costa Nascimento, Regina Cláudia Gondim Bezerra Farias e Christiano Caldeira Paiva, sob a direção do Secretário Marcelo Barros da Cunha, e destacar o excelente trabalho realizado, por meio do qual procederam ao levantamento do estágio de cumprimento das determinações contidas no Acórdão 1.196/2010-Plenário, e, ainda, analisaram as alterações ocorridas no contexto da segurança energética desde 2010 com elevados profissionalismo e acurácia. Estendo os louvores à minha assessoria, na pessoa do auditor Sérgio Túlio Tarbes Carvalho.

167. Conforme apontado no início do voto, os trabalhos de auditoria que conduziram ao acórdão sob monitoramento haviam concluído “(...) **que eventual déficit de energia no horizonte temporal de 2016 é pouco provável**, especialmente em razão da melhoria no planejamento de curto e médio prazos, da realização a tempo de leilões de energia nova, de um melhor acompanhamento e gerenciamento do sistema elétrico nacional pelo Operador do Sistema, e da integração dos diversos subsistemas de geração por meio da expansão das linhas de transmissão. Eventuais riscos existentes em alguns subsistemas parecem ter sido amenizados com a integração das linhas de distribuição e da queda de demanda provocada pela crise financeira internacional em 2008.”.

168. Não obstante isso, o trabalho agora realizado pela unidade técnica demonstrou terem ocorrido significativas mudanças no ambiente gerador e consumidor de energia elétrica, o que exigiu fossem elaboradas novas análises, que conduziram, conforme visto, a conclusões bastante diferentes das anteriores.

169. Relativamente ao monitoramento, a unidade técnica apontou que algumas das determinações ali expedidas ainda não foram implementadas. Vez que o contexto foi significativamente alterado desde a prolação daquele acórdão e considerando que a unidade técnica procedeu a uma análise do momento atual, entendo que a renovação das determinações já deverá ser feita considerando esse novo contexto.

170. Considero importante ressaltar que o presente trabalho, originalmente, não objetivou analisar as probabilidades de déficit de energia ou risco de racionamento, questões que entraram em pauta apenas ao final do ano de 2013. Quando iniciado esse monitoramento, no primeiro semestre de 2013, já havia indícios de possíveis problemas relacionados à segurança energética, mas não dessas questões.

171. Desse modo, relativamente à segurança energética, objeto dessa fiscalização, é importante ressaltar que tanto a instrução da unidade técnica quanto as análises complementares contida em meu voto apontam a existência de fortes indícios de que a capacidade de geração de energia elétrica no país configura-se estruturalmente insuficiente para garantir a segurança energética dentro dos parâmetros estabelecidos pelo CNPE.

172. A unidade técnica apontou como causas possíveis de tal insuficiência:

I - possível redução indevida da necessidade de expansão da capacidade geradora de energia elétrica, em razão da ausência de sensibilização dos modelos computacionais utilizados para o planejamento da expansão da capacidade de geração com informações sobre os despachos fora da ordem de mérito de usinas térmicas entre 2008 e 2013;

II - a superavaliação da “garantia física” das usinas, o que implica a possibilidade de estar efetivamente disponível menor capacidade média de geração de energia do que aquela nominalmente indicada por usina, diferença que pode ser significativa no total do sistema;

III - a possível indisponibilidade de parte do parque de geração termelétrica convencional, o que faz com que a capacidade de geração total do sistema e a capacidade de substituir parcialmente as hidrelétricas em períodos de seca sejam menores do que as nominalmente indicadas;

IV - o atraso nas obras de geração e transmissão de energia já contratadas, o que não permite que a capacidade de geração atinja os patamares indicados pelos sistemas de planejamento.

173. Conforme analisado, o efeito cumulativo de tais causas pode atingir montantes expressivos, superiores a 10% da capacidade estrutural total de geração de energia elétrica.

Uma questão de extrema relevância tratada no presente processo de monitoramento diz respeito à ausência de estudos de custo/benefício econômico e socioambiental relativamente à utilização das tecnologias de geração de energia elétrica, o que impede que tais critérios sejam adequadamente utilizados no planejamento da expansão do parque gerador de energia elétrica, de maneira que há o risco de essa expansão estar ocorrendo fora dos pontos ótimos de economicidade, segurança e preservação do meio ambiente;

174. Como questões que afetam a segurança energética de forma indireta, a unidade técnica apontou ainda:

I - a ausência de registro tempestivo de contratos celebrados no âmbito do mercado livre de energia, de forma a permitir o controle e a utilização no tempo certo das informações sobre a demanda nesse ambiente;

II - ausência de estudos objetivando dimensionar a real possibilidade e vantagens econômica e socioambientais da repotenciação/modernização de usinas

III - a possível redução da receita das geradoras de energia, em razão dos acordos para manutenção das concessões após seu próximo vencimento, além do limite suportável pelas empresas (em apreciação em outro processo neste Tribunal), e;

IV - o provável aumento da tarifa de energia elétrica, nos próximos exercícios, em razão da necessidade de compra de energia, pelas distribuidoras, no mercado de curto prazo, em razão da desconstrução do fornecimento de longo prazo, quando da renovação antecipada de concessões e do repasse dos custos dos despachos de térmicas (em apreciação em outro processo neste Tribunal).

175. Todas essas questões serão objeto de determinações e recomendações, salvo aquelas que se encontram sob análise mais detalhada em outros processos de fiscalização.

176. No geral, concordo com as análises apresentadas pela unidade técnica. Quanto às propostas oferecidas, entendo por bem reformulá-las na forma como apresentarei a seguir.

Por todo o exposto, concordando em essência com as análises, mas reformulando as propostas oferecidas pela unidade técnica, manifesto-me por que o Tribunal aprove o acórdão que ora submeto à deliberação deste Colegiado.

TCU, Sala das Sessões Ministro Luciano Brandão Alves de Souza, em 7 de maio de 2014.

AUGUSTO SHERMAN CAVALCANTI

Relator



## ACÓRDÃO Nº 1171/2014 - TCU – Plenário

1. Processo TC-012.949/2013-2
2. Grupo: I - Classe: V - Assunto: Monitoramento.
3. Responsáveis: Edison Lobão (CPF 000.141.251-53) - Ministro de Minas e Energia; Romeu Donizete Rufino (CPF 143.921.601-06) - Diretor-Geral da Aneel; Maurício Tolmasquin (CPF 674.100.907-82) - Presidente da EPE; Hermes Chipp (CPF 050.689.757-53) - Presidente do Operador Nacional do Sistema Elétrico; Luiz Eduardo Barata Ferreira (CPF 246.431.577-04) - Superintendente da CCEE.
4. Unidades: Ministério de Minas e Energia (MME), Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).
5. Relator: Ministro-Substituto Augusto Sherman Cavalcanti.
6. Representante do Ministério Público: não atuou.
7. Unidade técnica: SefidEnergia.
8. Advogado constituído nos autos: não há.
9. Acórdão:

VISTOS, relatados e discutidos estes autos de monitoramento do Acórdão 1.196/2010-Plenário, prolatado em processo de auditoria operacional, classificada como Tema de Maior Relevância - TMS, que teve por objetivo avaliar a Segurança Energética do País, ou seja, as possibilidades de desequilíbrio entre a oferta e a demanda de energia elétrica entre os anos de 2009 e 2016, possibilidades essas que poderiam comprometer a qualidade, continuidade e modicidade tarifária do suprimento de energia e, ainda, avaliar a utilização racional dos recursos e o pleno atendimento à legislação e metas ambientais,

ACORDAM os Ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em sessão de Plenário, com fundamento nos arts. 1º, inciso I, da Lei 8.443/92, e 157 c/c 243, e 250, inciso II, do Regimento Interno, em:

9.1. dar ciência ao Conselho Nacional de Política Energética - CNPE de que este Tribunal encontrou **fortes indícios** de que a **capacidade de geração de energia elétrica** no país configura-se **estruturalmente insuficiente** para garantir a segurança energética dentro dos parâmetros estabelecidos, tendo sido constatado, no presente trabalho, **possíveis causas** consistentes em (a) falhas no planejamento da expansão da capacidade de geração, (b) superavaliação da garantia física das usinas, (c) indisponibilidade de parte do parque de geração termelétrica e (d) atraso na entrega de obras de geração e transmissão de energia elétrica;

9.2. determinar ao Ministério de Minas e Energia - MME, ao Ministério do Meio Ambiente - MMA e ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente - Ibama que, no prazo máximo de **noventa dias**, sob coordenação do primeiro:

9.2.1. encaminhe ao TCU **plano de trabalho**, acompanhado de **cronograma**, que não deverá ultrapassar doze meses, para **elaboração de estudos**, incluindo, se for o caso, a realização de audiências/consultas públicas, **visando**, além do esclarecimento à sociedade, **à identificação clara dos custos e benefícios econômicos e sócio-ambientais da utilização de cada tecnologia de geração de energia elétrica** (hidrelétrica, termonuclear, térmica convencional, eólica, etc.), considerando as possibilidades, os requisitos e os efeitos de sua inserção na matriz energética brasileira e na expansão do parque gerador, com base em critérios que propiciem o compromisso adequado entre segurança energética, economicidade, aí incluídas as imperiosas qualidades relacionadas à modicidade tarifária e ao cumprimento dos acordos internacionais e legislação ambientais, especialmente aos relacionados à contenção/redução da emissão de gases produtores do efeito estufa;

9.2.2. sejam incluídos no estudo referido no item 9.2.1, retro:

9.2.2.1. análise da utilização de usinas **hidrelétricas com reservatório**, respectivo porte ótimo, em confronto com as a fio d'água, sob os mesmos parâmetros de segurança energética, modicidade tarifária, e obediência aos acordos internacionais e legislação ambiental, considerados os efeitos da expansão de tais tecnologias na matriz energética brasileira como um todo;

9.2.2.2. elaboração de política pública clara para **inserção do gás natural na matriz energética** brasileira, especialmente ante a expectativa de considerável aumento na produção nacional em razão da exploração do pré-sal (determinação também contida no item 9.2.1.4 do Acórdão TCU 1.196/2010-Plenário);

9.2.2.3.. alternativas e parâmetros para **compensações sociais e ambientais**, em razão dos impactos provocados pela inevitável expansão do parque gerador de energia elétrica;

9.3. determinar ao Ministério de Minas e Energia - MME que:

9.3.1. apresente ao TCU, no prazo de **sessenta dias**, **plano de ação**, acompanhado de **cronograma**, para a elaboração de **estudos** que subsidiem a **revisão ordinária das garantias físicas** das usinas integrantes do sistema elétrico brasileiro, cujo prazo dos certificados de energia assegurada findarão em 31/12/2014, nos termos da Portaria MME 303/2004 c/c art. 2º, § 2º, e art. 4º, § 1º, do Decreto 5.163/2004 e Anexo 1, art. 1º, parágrafo único, do Decreto 7.798/2012;

9.3.2. se **abstenha de prorrogar os prazos** estabelecidos nos incisos I e II do art. 2º da Portaria MME nº 445/2012, conforme nova redação dada pela Portaria MME nº 211/2014, de forma a evitar a repetição dos lançamentos zero por parte dos consumidores livres ou quaisquer tipos de desvios de registros que violem os arts. 2º e 3º do Decreto 5.163/2004 e o art. 15, § 7º, da Lei 9.074/1995, garantindo o adequado e tempestivo **registro dos contratos de consumidores livres** na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE);

9.3.3. apresente ao TCU, no prazo de **sessenta dias**, **plano de ação**, acompanhado de **cronograma**, para elaboração e conclusão dos **estudos** necessários à **definição da curva do custo do déficit de energia** objeto da determinação contida no item 9.1.2.1 do Acórdão TCU 1.196/2010-Plenário;

9.3.4. apresente no prazo de **sessenta dias**, **plano de ação**, acompanhado de **cronograma**, para a elaboração de estudos objetivando dimensionar a real possibilidade e as vantagens econômicas e socioambientais da **repotenciação e modernização de usinas**, objeto da recomendação contida no item 9.2.1.5 do Acórdão TCU 1.196/2010-Plenário;

9.4. determinar ao Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) que, no prazo de **trinta dias**:

9.4.1. informe ao TCU as **razões** e as eventuais **medidas adotadas** para afastar as **diferenças entre as capacidades instaladas e as disponibilidades efetivas das usinas térmicas** do SIN, na medida em que dos 20.208 MW de capacidade instalada, no período de novembro de 2012 a abril de 2013, apenas 14.533 MW estavam disponíveis;

9.4.2. passe a **incluir em seus relatórios** de monitoramento os **valores estimados para as diferenças entre as garantias físicas e as capacidades efetivas de geração de energia**, as inoperabilidades das usinas térmicas convencionais e o atraso na conclusão de obras de geração e transmissão contratadas;

9.4.3. em consonância com o art. 14 da Lei 10.848/2004 c/c art. 3º do Decreto 5.175/2004, atente para os **resultados das simulações contidas no Plano de Operação Energética (PEN) 2013-2017** do ONS, no que se refere ao risco de déficit, quando se usa a série histórica de 1955 para os anos de 2016 ou 2017, no patamar de 8,13% em 2016 e de 9,74% em 2017 no subsistema SE/CO, valores esses muito acima dos 5% previstos pelo CNPE;

9.5. determinar ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS que, no prazo de **trinta dias**, manifeste-se conclusiva e fundamentadamente sobre a adequação, em termos estruturais, da capacidade de geração de energia elétrica à sua disposição para atendimento à demanda atual e prevista para o exercício de 2014;

9.6. determinar à Empresa de Pesquisa Energética - EPE que, no prazo de **trinta dias**:

9.6.1. informe a este Tribunal a forma como considera em seus trabalhos de planejamento as **diferenças entre as garantias físicas e as capacidades efetivas de geração de energia**, as inoperabilidades médias das usinas térmicas convencionais e o atraso na conclusão de obras de geração e transmissão contratadas;

9.6.2. acorde com a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL a disponibilização, no site de uma das entidades, mensalmente, **informações sobre a garantia física e a geração de todas as usinas**, discriminadas por fonte, de modo a explicitar a real contribuição de cada uma para a capacidade de geração dos sistema elétrico brasileiro;

9.7. alertar os responsáveis, destinatários das deliberações desta Corte, acerca da obrigatoriedade de cumprimento das suas determinações e da necessidade de suas recomendações serem devidamente consideradas e cumpridas salvo a existência de justificativas pertinentes, que devem ser tempestivamente apresentadas ao Tribunal;

9.8. enviar cópia da presente deliberação à Casa Civil da Presidência da República para que, na qualidade de responsável pela articulação interinstitucional, acompanhe a implementação das determinações constantes do presente acórdão, especialmente aquela contida no item 9.2, retro;

9.9. encaminhar cópia da presente deliberação, bem como do relatório e do voto que o fundamentarem, ao Senado Federal - particularmente à Comissão de Serviços de Infraestrutura (CI), à Comissão de Assuntos Econômicos (CAE) e à Comissão de Meio Ambiente, Defesa do Consumidor e Fiscalização e Controle (CMA) -, à Câmara dos Deputados - em especial à Comissão de Minas e Energia (CME) e à Comissão de Defesa do Consumidor (CDC) -, e à 3ª Câmara de Coordenação e Revisão do Ministério Público Federal (Consumidor e Ordem Econômica);

9.10. determinar à SefidEnergia o acompanhamento, em processo próprio, das determinações expedidas na presente deliberação, bem como as contidas nos itens 9.1.2.2 e 9.2.3.2 do Acórdão TCU 1.196/2010-Plenário, devendo trazer ao conhecimento de meu gabinete o estágio de cumprimento das mesmas assim que ultrapassados 90 dias da efetiva comunicação aos órgãos referenciados, e

9.11. arquivar o presente processo.

10. Ata nº 15/2014 – Plenário.

11. Data da Sessão: 7/5/2014 – Ordinária.

12. Código eletrônico para localização na página do TCU na Internet: AC-1171-15/14-P.

13. Especificação do quorum:

13.1. Ministros presentes: Aroldo Cedraz (na Presidência), Walton Alencar Rodrigues, Raimundo Carreiro, José Jorge, José Múcio Monteiro e Ana Arraes.

13.2. Ministro-Substituto convocado: Augusto Sherman Cavalcanti (Relator).

13.3. Ministros-Substitutos presentes: Marcos Bemquerer Costa, André Luís de Carvalho e Weder de Oliveira.

(Assinado Eletronicamente)

AROLDO CEDRAZ

Vice-Presidente, no exercício da Presidência

(Assinado Eletronicamente)

AUGUSTO SHERMAN CAVALCANTI

Relator

Fui presente:

(Assinado Eletronicamente)

PAULO SOARES BUGARIN

Procurador-Geral