



Aviso nº 289-Seses-TCU-Plenário

Brasília-DF, 30 de abril de 2015.

Senhor Presidente,

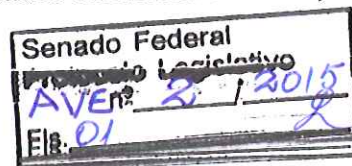
Encaminho a Vossa Excelência, para conhecimento, cópia do Acórdão nº 994/2015 proferido pelo Plenário desta Corte nos autos do processo nº TC 019.228/2014-7, na Sessão Ordinária de 29/4/2015, acompanhado do Relatório e do Voto que o fundamentam.

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 DE OLIVEIRA
Presidente

A Sua Excelência, o Senhor
Senador DELCÍDIO DO AMARAL
Presidente da Comissão de Assuntos Econômicos - CAE
Praça dos Três Poderes, Senado Federal, Anexo II, Ala Senador Alexandre Costa,
Sala 17-B
Brasília - DF



ACÓRDÃO Nº 994/2015 - TCU - Plenário

1. Processo TC-019.228/2014-7
2. Grupo: I - Classe: V - Assunto: Monitoramento.
3. Responsáveis: Carlos Eduardo de Souza Braga; Márcio Pereira Zimmermann (262.465.030-04); Gilberto Hollauer (750.669.807-25); Robésio Maciel de Sena (264.976.386-87); Flávia Xavier Cirilo de Sá (896.995.301-97); Hermes Chipp (050.689.757-53); Maurício Tolmasquin (674.100.907-82).
4. Unidades: Ministério de Minas e Energia (MME), Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), Empresa de Pesquisa Energética – EPE.
5. Relator: Ministro-Substituto Augusto Sherman Cavalcanti.
6. Representante do Ministério Público: Procurador Sérgio Ricardo Costa Caribé.
7. Unidade técnica: SeinfraElétrica.
8. Advogada constituída nos autos: Polyanna Ferreira Silva Vilanova, OAB 19.273/DF.

9. Acórdão:

VISTOS, relatados e discutidos estes autos de monitoramento do Acórdão 184/2015-Plenário, prolatado em processo de monitoramento decorrente 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 do 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 e ao Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE de que o limite tolerável de risco de déficit de energia estabelecido na Resolução CNPE 1/2004, equivalente a 5%, foi superado, tendo atingido quase o dobro do previsto (9,5% e 9,2% para os sistemas SE/CO e Sul, respectivamente, segundo informações prestadas pelo ONS) e que, apesar de já haver indicadores técnicos para adoção de redução compulsória de consumo em razão da superação do primeiro patamar de Custo Marginal de Operação-CMO (conforme Resolução Homologatória nº 1.837/2014 da Aneel), nenhuma decisão nesse sentido foi ainda adotada;

9.2. diligenciar o MME para que informe a este Tribunal, no prazo de 10 dias:

9.2.1. a qual órgão cabe apreciar e deliberar sobre a adoção de medidas de contenção/redução dos custos/riscos de déficit de energia elétrica, como, por exemplo, a redução compulsória de consumo de energia (corte de carga) constante da Resolução Homologatória nº 1.837/2014 da Aneel;

9.2.2. quais medidas de contenção/redução dos custos/riscos de déficit de energia elétrica foram ou estão sendo adotadas em razão da superação do limite de risco de déficit e do primeiro patamar de custo de déficit, referidos no item 9.1, retro;

9.3. recomendar à Empresa de Pesquisa Energética - EPE que analise a possibilidade de alimentar o sistema de planejamento de expansão da capacidade de geração com as informações relativa aos despachos fora da ordem econômica de mérito realizados pelo Operador Nacional do Sistema - ONS como mecanismo de aversão ao risco;

9.4. recomendar ao Ministério de Minas e Energia - MME que, juntamente com a EPE e com o Cepel, priorizem os trabalhos de revisão das garantias físicas das usinas, não só porque tal medida é essencial ao correto planejamento da expansão da capacidade de geração da energia elétrica, mas também porque a solução encontrada para resolver o descompasso entre a garantia nominal e a real (a contratação de energia de reserva) resulta no pagamento em duplicidade (pela garantia física e pela



energia de reserva) de vultosos valores pelos consumidores (estimado, a partir de dados fornecidos pela unidade técnica desta Corte, em R\$ 3,5 bilhões por ano);

9.5. considerar cumpridas as determinações indicadas pelos itens 9.1, 9.6, 9.7, 9.8 e 9.9 do Acórdão 184/2015-TCU-Plenário;

9.6. autorizar a constituição de apartado em cujo âmbito deverão ser analisadas as respostas apresentadas às audiências por descumprimento de determinação deste Tribunal (item 9.5 do referido acórdão);

9.7. 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 ações resultantes do presente acórdão;

9.8. encaminhar cópia da presente deliberação, bem como das peças que a fundamentam, 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), e

9.9. restituir os autos à SeinfraElétrica para continuidade do monitoramento dos acórdãos anteriores e para o monitoramento, neste mesmo processo, das providências adotadas pelos diversos órgãos em razão dos itens 9.1 a 9.5, retro.

10. Ata nº 15/2015 – Plenário.

11. Data da Sessão: 29/4/2015 – Ordinária.

12. Código eletrônico para localização na página do TCU na Internet: AC-0994-15/15-P.

13. Especificação do quorum:

13.1. Ministros presentes: Aroldo Cedraz (Presidente), Walton Alencar Rodrigues, Benjamin Zymler, Augusto Nardes, Raimundo Carreiro e José Múcio Monteiro.

13.2. Ministros-Substitutos convocados: Augusto Sherman Cavalcanti (Relator) e Marcos Bemquerer Costa.

13.3. Ministros-Substitutos presentes: André Luís de Carvalho e Weder de Oliveira.

(Assinado Eletronicamente)
AROLDO CEDRAZ
Presidente

(Assinado Eletronicamente)
AUGUSTO SHERMAN CAVALCANTI
Relator

Fui presente:

(Assinado Eletronicamente)
PAULO SOARES BUGARIN
Procurador-Geral

GRUPO I - CLASSE V - Plenário

TC-019.228/2014-7

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

Unidades: Ministério de Minas e Energia (MME), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE

Responsáveis: Carlos Eduardo de Souza Braga; Márcio Pereira Zimmermann (262.465.030-04); Gilberto Hollauer (750.669.807-25); Robésio Maciel de Sena (264.976.386-87); Flávia Xavier Cirilo de Sá (896.995.301-97); Hermes Chipp (050.689.757-53); Maurício Tolmasquin (674.100.907-82)

Advogada constituída nos autos: Polyanna Ferreira Silva Vilanova, OAB 19.273/DF

SUMÁRIO: RELATÓRIO DE AUDITORIA - TEMAS DE MAIOR SIGNIFICÂNCIA: SEGURANÇA ENERGÉTICA - MONITORAMENTO DOS ACÓRDÃOS 184/2015 e 1.171/2014, AMBOS DO PLENÁRIO. ANÁLISE DE INFORMAÇÕES APRESENTADAS PELOS DIVERSOS ÓRGÃOS. CIÊNCIA AO CNPE. RECOMENDAÇÕES. CONTINUIDADE DO MONITORAMENTO.

RELATÓRIO

Adoto, como relatório, a instrução lançada aos autos pela SeinfraElétrica:

“INTRODUÇÃO

1. Trata-se de atendimento ao item 9.9 do Acórdão 184/2015-TCU-Plenário (peça 63), o qual determinou a esta Secretaria a análise dos elementos de que tratam os itens 9.1, 9.6 e 9.8 do referido acórdão, em complemento ao monitoramento do item 9.1 do Acórdão 1.171/2014-TCU-Plenário (peça 3), proferido nos autos do TC-012.948/2013-2, que tratou de auditoria operacional no tema Segurança Energética.

2. A referida auditoria teve por objetivo avaliar a adequação de políticas e ações dos agentes do setor elétrico voltadas à garantia do abastecimento do mercado nacional de energia elétrica, com segurança, eficiência e sustentabilidade.

3. Monitora-se, ainda, na presente ocasião, o cumprimento do item 9.6.1 do Acórdão 1.171/2014-TCU-Plenário, conforme determinado no item 9.9.1 do Acórdão 184/2015-TCU-Plenário, bem como o cumprimento dos itens 9.4 e 9.7 do Acórdão 184/2015-TCU-Plenário.

4. Destaca-se que o monitoramento do cumprimento dos itens 9.2, 9.3.1 e 9.3.3 do Acórdão 1.171/2014-TCU-Plenário, todos reiterados por meio do item 9.3 do Acórdão 184/2015-TCU-Plenário, não será realizado neste relatório, dado que os prazos para seu atendimento ainda não se esgotaram: 9.2, que vencerá em 5/5/2015 e 9.3, que vencerá em 5/4/2015.

HISTÓRICO

5. Entre 2008 e 2011, foi realizada ampla auditoria operacional no tema Segurança Energética, nos autos do TC-021.247/2008-5, o que ensejou o Acórdão 1.196/2010-TCU-Plenário. Em 2013 foram realizados dois monitoramentos do referido acórdão: TC-004.475/2013-5 (Acórdão 1.126/2013-TCU-Plenário) e TC-012.949/2013-2 (Acórdão 1.171/2014-TCU-Plenário). Em 2014, nos autos deste TC, foi realizado o monitoramento do Acórdão 1.171/2014-TCU-Plenário,



ensejando o Acórdão 184/2015-TCU-Plenário, cujo monitoramento parcial é feito nesta oportunidade, conforme mencionado na introdução deste relatório.

EXAME TÉCNICO

6. Este relatório está dividido nos seguintes tópicos:

a) Equilíbrio estrutural entre oferta e demanda e risco de déficit de energia: itens 9.1 e 9.7 do Acórdão 184/2015-TCU-Plenário c/c o item 9.5 do Acórdão 1.171/2014-TCU-Plenário;

b) Disponibilidades de usinas térmicas para geração de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN): itens 9.8 e 9.9.2.2 do Acórdão 184/2015-TCU-Plenário;

c) Atrasos de empreendimentos e seus impactos na segurança energética: itens 9.6 e 9.9.2.1 do Acórdão 184/2015-TCU-Plenário;

d) Tratamento dado no Planejamento de Longo Prazo à indisponibilidade de usinas térmicas, aos atrasos em obras e à superavaliação de garantias físicas: item 9.9.1 do Acórdão 184/2015-TCU-Plenário c/c o item 9.6.1 do Acórdão 1.171/2014-TCU-Plenário;

e) Análise das razões de justificativa apresentadas por responsáveis por descumprimento de Acórdão: item 9.5 do Acórdão 184/2015-TCU-Plenário.

I. Equilíbrio estrutural entre oferta e demanda e risco de déficit de energia:

7. Em razão de os itens 9.1 e 9.7 do Acórdão 184/2015-TCU-Plenário tratarem do mesmo tema, risco de desabastecimento energético, optou-se em analisar conjuntamente as respostas apresentadas pelas entidades setoriais.

Acórdão 184/2015-TCU-Plenário

9.1. determinar ao Ministério das Minas e Energia - MME, na qualidade de Presidente do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE, para que, no prazo de 10 dias, a contar da notificação da presente deliberação, se manifeste sobre o risco de a geração de energia elétrica não atender a demanda durante o exercício de 2015 e apresente a este Tribunal descrição detalhada das medidas adotadas, pelo Ministério e demais órgãos de planejamento, regulação e gestão do setor elétrico, para redução do consumo e aumento da oferta de energia elétrica, a partir dos primeiros indícios de desequilíbrio estrutural entre capacidade de geração e consumo observados em 2012, da ciência encaminhada no âmbito da auditoria em segurança energética conduzida por este Tribunal durante o exercício de 2013 (TC-012.949/2013-2) e do item 9.1 do Acórdão 1.171/2014-TCU-Plenário, de 7/5/2014;

9.7. determinar ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS que atualize para o exercício de 2015 as informações encaminhadas a esta Corte em cumprimento ao item 9.5 do Acórdão 1.171/2014-TCU-Plenário.

Acórdão 1.171/2014-TCU-Plenário

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;

I.1. Análise Estática do Suprimento Energético

I.1.1. Manifestação:

8. O MME informa que o tema em questão é afeto à atuação e gestão da EPE, da Aneel e do ONS, e apresenta as respostas desses Órgãos aos questionamentos realizados por esse Ministério às referidas entidades (peça 112).

9. Quanto ao risco de a geração de energia elétrica não atender a demanda durante o exercício de 2015, a EPE apresenta um resumo da metodologia utilizada para a elaboração dos balanços estruturais e os balanços dos anos de 2011 a 2015, todos com sobra na oferta de energia, e conclui pela existência de equilíbrio estrutural entre oferta e demanda em todo o período enfocado. Notadamente para 2015, há sobra estrutural de 7.303 MW médios (peça 110, p. 83).

10. Em relação ao Sistema Integrado Nacional (SIN) o ONS esclarece haver sobra de energia da ordem de 6.208 MW médios (peça 123, p. 5-8).

1.1.2. Análise da manifestação:

11. A metodologia apresentada pela EPE utiliza a comparação da projeção de carga com a contribuição da oferta contratada, que é estimada a partir da simulação de casos estáticos com o modelo Newave, ajustados a risco médio de qualquer déficit igual a 5%. Em posse da contribuição individual de cada usina e das datas de entrada dos novos empreendimentos, é calculada a oferta disponível para atendimento à carga, em base anual. Definida a oferta, é feita a comparação com o mercado, verificando-se, assim, sobras ou déficits de energia. Vale destacar que essa metodologia visa avaliar o equilíbrio estrutural do sistema, não considerando as sazonalidades dos níveis dos reservatórios, o que pode resultar em ofertas menores de energia no ápice do período seco. Essa metodologia, portanto, não é, por si só, capaz de atestar a suficiência de oferta de energia em todos os períodos do ano, permitindo apenas uma visualização global da diferença entre capacidade de geração média e demanda.

1.1.3. Conclusão:

12. Ainda que de fato haja uma sobra estrutural de energia de 7.303 MW médios no balanço energético é importante ressaltar que a análise estática não permite concluir que não haverá insuficiência de oferta de energia elétrica no ano de 2015.

1.2. Análise Dinâmica do Suprimento de Energia:

1.2.1. Manifestação:

13. O ONS apresenta dados de energia armazenada inicial no SIN e riscos de déficit de energia, por subsistema, para os Planos de Operação Energética (PENs) de 2011 a 2014, não prevendo risco de déficit significativo para 2015 com base nesses planos (peça 112, p. 19).

14. Já o MME informa que os riscos de déficit atualizados foram divulgados na Nota Informativa da reunião ordinária do CMSE de 4/2/2015, considerando a configuração do sistema do PMO do mês de fevereiro. Assim, os riscos de qualquer déficit de energia são iguais a 7,3% e 1,2%, considerando as 82 séries históricas e despacho por ordem de mérito nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, respectivamente. Ao considerar o despacho pleno das térmicas, os valores passam para 6,1% e 0% (peça 114, p. 62).

15. Em complemento, o ONS informa que, simulando-se o despacho pleno das térmicas em 2015 e o desempenho do sistema utilizando as 82 séries observadas no histórico, o operador obteve valores para o risco de qualquer déficit de energia iguais a 6,1%; 0,0%; 4,9% e 0,0% respectivamente para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste, Sul e Norte (peça 114, p. 62).

16. Simulando-se o desempenho do sistema por meio de 2.000 séries sintéticas de afluições, o ONS encontrou valores para o risco de qualquer déficit de energia iguais a 9,5%; 1,8%; 9,2% e 1,7% respectivamente para as regiões Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste, Sul e Norte (peça 114, p. 62).

17. Observa-se que há risco superior ao limite tolerável de 5% estabelecido pelo art. 2º da Resolução CNPE 1/2004.

18. Mesmo ante tal situação, o CMSE (peça 148, p. 10), afirma que o sistema está em equilíbrio estrutural, mas que ações conjunturais específicas estão sendo necessárias, em função da distribuição espacial dos volumes armazenados, cabendo ao ONS a adoção de medidas adicionais àquelas normalmente praticadas.

19. Conclui o CMSE que além das análises apresentadas na Nota Informativa supracitada, 'outras avaliações de desempenho do sistema, utilizando-se o valor esperado das afluições e anos semelhantes de afluições obtidas do histórico, não indicam, no momento, insuficiência de suprimento energético em 2015 e que o período úmido não findou' (peça 169, p. 10).

20. O ONS simulou, a partir de seus sistemas (Newave e Decomp), a Energia Natural Afluente (ENA) no Sudeste para se chegar a novembro com 10% de armazenamento (valor mínimo de segurança operativa), partindo de um nível de 20,6% alcançado em 1/3/2015. No Sudeste, se a ENA entre março e abril ficasse em 85% da Média de Longo Termo (MLT), os reservatórios chegariam no fim do período úmido com 35% de armazenamento. A partir daí, seria necessária uma

ENA entre maio e novembro de 70% da MLT. Num cenário menos otimista, com ENA de 69% da MLT entre março e abril, seria necessária uma energia natural afluyente de 80% entre maio e novembro (peça 174, p. 23).

21. Com o intuito de aumentar a oferta com medida operativa adicional, o ONS efetuou despacho de geração térmica fora da ordem de mérito, em valores da ordem de 800 MW médios no ano de 2014 e 500 MW médios até 28/2/2015, além de apontar uma série de medidas para provimento de recursos energéticos adicionais para o SIN, a exemplo da flexibilização da defluência mínima das usinas de Jupia, Porto Primavera (peça 112, p. 34 e peça 110, p. 100), Sobradinho e Xingó, despacho da térmica de Uruguaiana e agilização do processo para importação de até 1000 MW da Argentina (peça 174, p. 34).

1.2.2. Análise dos níveis de riscos de déficit de energia apresentados pelas entidades:

22. Em reuniões técnicas realizadas junto à EPE e ao ONS, verificou-se que o ONS age deterministicamente, ou seja, opera visando o atendimento pleno da carga atual, independentemente de o risco hidrológico se encontrar acima do limite tolerável de 5%.

23. O risco de déficit é obtido pelo resultado percentual do número de simulações hidrológicas que resultam, em qualquer mês do ano em análise, em Custo Marginal de Operação (CMO) superior a R\$1.420,34 por MW (1º patamar do custo do déficit). Isto é, caso 200 das 2.000 simulações hidrológicas resultem em CMO igual ou superior a R\$1.420,34, em qualquer mês do ano em análise, o risco do déficit será de 10%.

24. É importante ressaltar que a lógica econômica desse sistema pressupõe que a partir do 1º patamar do custo do déficit é preferível reduzir consumo a se produzir um megawatt adicional, tendo em vista o alto custo para gerar essa energia e, também, o aumento da probabilidade de risco de déficit futuro acima do limite tolerado pelo CNPE. Essa redução de atendimento da carga, no entanto, não é compulsória ou automaticamente implementada pelo ONS e depende de decisão do Governo.

25. O custo do déficit aprovado pela diretoria da Aneel tem quatro patamares de preço e quatro valores percentuais em termos de corte de energia correspondentes. Assim, quando o CMO ultrapassa R\$ 1.420,34 por MWh, é recomendada uma economia de energia de 0 a 5%.

26. Conforme tabela abaixo, em 2015 o CMO ultrapassou o primeiro patamar de R\$ 1.420,34 nas duas primeiras semanas de fevereiro, atingindo, respectivamente, os valores de R\$ 1.947,00 e R\$ 2.186,01 no submercado Sudeste/Centro Oeste. Contudo, não houve corte de carga. O último relatório divulgado pelo ONS, relativo a semana de 7 a 13 de março de 2015, o CMO tinha recuado para R\$ 1.271,72 naquele submercado.

Tabela 1 - Custo do Déficit x Custo Marginal de Operação

Patamares (% de redução de carga)	Custo do Déficit (R\$/MWh) para 2015	CMO do SE/CO semana 17 a 23/1/2015	CMO do SE/CO semana 31/I a 6/2/2015	CMO do SE/CO semana 7 a 13/2/2015	CMO do SE/CO semana 7 a 13/3/2015
De 0% a 5%	1.420,34	1.408,44	1.947,00	2.186,01	1.271,72
Entre 5% e 10%	3.064,15				
Entre 10% e 20%	6.403,81				
Maior que 20%	7.276,40				

Fonte: Aneel = Custo do Déficit, publicado na Reunião Pública da Diretoria da Agência Nacional de Energia Elétrica, de 9/12/2014. Dados do CMO semanal no site do operador relatório PMO.

27. A equipe de auditoria questionou o MME acerca da razão pela qual não ocorreu o corte de carga, conforme previsto nos regulamentos do setor. A resposta dada foi no sentido de que a interpretação dos riscos de déficit considerando os 'racionamentos preventivos', bem como os

próprios montantes desses 'déficits preventivos', deve ser feita de maneira adequada (peça 129 e peça 114, p. 3).

28. Esclarece que tais déficits estão associados a uma estratégia matemática e de implementação computacional nos modelos utilizados para o planejamento da expansão e operação do sistema hidrotérmico brasileiro, na busca de uma solução de compromisso entre a segurança e os impactos nos custos de operação do sistema.

29. Não gera, portanto, uma decisão obrigatória de racionamento preventivo de energia. 'A implementação de um racionamento de energia somente se daria na situação em que o parque gerador [...] e o sistema de transmissão não tenham capacidade de atender a demanda de energia prevista no horizonte de análise'. Ademais, o período úmido de 2015 ainda não se encontra consolidado (peça 114, p. 5).

30. Vale observar que a ausência da redução do consumo hoje representa incremento da possibilidade futura de desabastecimento de energia. É que o atendimento da plena carga exige um maior deplecionamento dos reservatórios de água, podendo resultar em impossibilidade de geração hidroelétrica futura, principalmente nos períodos de menores afluências hídricas.

31. Percebe-se o dilema decisório entre decretar um racionamento preventivo hoje, arcando com os respectivos custos político e econômico, e, em razão de chuvas abundantes futuras, tal decisão ter sido desnecessária. Por outro lado, não se decretar um racionamento preventivo conjugado com o agravamento da escassez de chuvas, pode tornar o racionamento compulsório, muito mais intenso e prolongado, no futuro.

32. Cabe destacar que os modelos matemáticos e computacionais utilizados no planejamento e operação do setor são modelados exatamente para avaliar economicamente esse dilema, levando-se em conta séries históricas e os níveis atuais e projetados de reservatórios e demanda.

33. O Governo, conforme se verificou nesta fiscalização, não tem seguido os resultados dos modelos matemáticos e computacionais à risca, tendo confiado na expectativa de uma redução não compulsória de consumo e na adoção de medidas conjunturais para reforço da geração no curto prazo, além de um cenário hidrológico mais favorável no futuro.

34. Conforme já analisado e mais à frente aprofundado, a operação do sistema à revelia do modelo traz o benefício imediato de atendimento total da carga, mas, por outro lado, aumenta o risco de déficit de energia no futuro para patamares acima do tolerado pelo CNPE, além de gerar distorções consideráveis na comercialização de energia entre os agentes do setor, especialmente os geradores hídricos.

35. A redução do consumo de energia pode, de fato, ocorrer por vários motivos. A economia encontra-se em processo de recessão, ocorreram elevados aumentos de preços da energia elétrica em 2015, originados da implantação das bandeiras tarifárias, reajustes e revisões tarifárias, e iniciaram-se campanhas de redução de consumo de água e energia.

36. Estudos preliminares apresentados pelo ONS e pela EPE no evento Agenda Setorial 2015 - Abastecimento e Preço, realizado em 19/3/2015, mostram que o aumento da carga em 2015, quando comparado com 2014, deve ser menor do que o inicialmente estimado. A expectativa é de que o crescimento fique em torno de 0,2%, ante 3,2%.

37. A queda, segundo o ONS, se deve à desaceleração da economia, que por si só já baixaria o crescimento da carga para algo entre 0,8% e 1%. A campanha de racionalização do uso da energia pode baixar essa estimativa para próximo de 0,2% (peça 168).

38. As medidas que estão sendo adotadas para reforço conjuntural da oferta de energia também podem colaborar para um maior acúmulo de água nos reservatórios e, sem dúvida, podem concorrer para a melhoria da segurança energética. Não se sabe, entretanto, quão efetivas serão essas medidas adotadas e se suficientes.

39. Registre-se que está em curso nesta unidade técnica fiscalização específica (TC-003.025/2015-2) para avaliar os planos contingenciais existentes bem como para acompanhar

as medidas emergenciais adotadas, para que seja possível avaliar a efetividade e suficiência das medidas ante crise energética. Por esta razão essa matéria não será aprofundada neste monitoramento.

40. Muito embora a diminuição do consumo e o reforço da geração tendam a mitigar o risco de desabastecimento energético, não impedem que ele ocorra. Fato é que os principais reservatórios brasileiros, situados nas regiões SE/CO, que representam 70% dos reservatórios hidroelétricos nacionais, encontram-se em níveis baixos, registrando, em dezembro, janeiro, fevereiro e março recordes históricos negativos.

41. Sabendo-se que 75% de toda a energia produzida no Brasil provém de fonte hídrica, fica evidente a extrema dependência da ocorrência de chuvas nos próximos meses para que se evite uma insuficiência de oferta de energia.

42. Observa-se que o registro de CMOs acima do primeiro patamar do custo do déficit, bem como percentuais de riscos para subsistemas acima do valor tolerável já são indicativos da crise energética.

43. Dada a atual situação dos reservatórios hidroelétricos, chama a atenção o valor de risco de déficit divulgado de apenas 9,2% ou 6,2% (dependendo do número de séries utilizadas) no subsistema SE/CO, revelados pelos sistemas computacionais (Newave).

1.2.3. Análise sobre a acuracidade dos valores de riscos de déficit de energia:

44. Existem evidências de que os sistemas computacionais (Newave/Decomp) utilizados para os cálculos de riscos de déficit de energia encontram-se descalibrados e, por consequência, produzem valores imprecisos e possivelmente subavaliados.

45. O TCU identificou, neste mesmo TMS Segurança energética, que os atuais patamares de custo do déficit foram estabelecidos em estudos desenvolvidos em 1998 e seus valores foram meramente atualizados monetariamente, desde então (subitem 9.1.2.1. do Acórdão 1196/2010 - TCU - Plenário).

46. Resolução da Câmara de Gestão da Crise de Energia (GCE) 109, estabeleceu, em seu art. 6º, parágrafo 3º, que, 'a Aneel deverá, até 31 de dezembro de 2002, definir nova metodologia de cálculo da função custo do déficit'. Entretanto, passados mais de 12 anos do vencimento desse prazo, não houve a realização desses estudos.

47. Dadas as mudanças socioeconômicas por que passou o país nesse longo interregno, é plausível afirmar que os atuais patamares de custo de déficit estão provavelmente desajustados.

48. Conforme já observado anteriormente, o 1º patamar do custo de déficit é o parâmetro que serve de referência para que o sistema computacional (Newave) indique quantas séries hidrológica serão computadas no numerador do cálculo do déficit de energia.

49.

50. Isto é, se o atual patamar de R\$ 1.420,34 estiver superavaliado, haveria uma quantidade maior de séries hidrológicas que tornaria o CMO igual ou superior ao referido patamar, o que, por consequência, produziria um risco de déficit maior do que o atual. As consequências inversas seriam observadas caso o referido valor esteja subestimado.

51. Outro aspecto da descalibragem do sistema é o despacho fora da ordem de mérito utilizado de forma rotineira pelo ONS. Os sistemas (Newave e Decomp), ao estabelecer o CMO, indicam automaticamente o despacho das usinas geradoras em acordo com seus custos de geração. O ONS, entretanto, à revelia da indicação de seus sistemas, tem efetuado despachos que desobedecem ao CMO indicado, optando por despachar usinas mais caras.

52. Note-se que o ONS ao calcular os riscos de déficit o faz apresentando dois resultados distintos: o primeiro considera o despacho pelo mérito, indicado pelos sistemas computacionais, e o segundo considerando o despacho pleno, que vem sendo rotineiramente adotado ao seu alvedrio.

53. Tanto é assim que, segundo o próprio ONS, foram despachados fora da ordem do mérito 800 MW médios no ano de 2014 e 500 MW médios até 28/2/2015, objetivando aumentar o nível dos reservatórios hídricos e a segurança do sistema.

54. Tal fato revela a desconfiança que o próprio ONS tem em seus sistemas computacionais e é indicativo de que eles estão subestimando o CMO e, por consequência, os riscos de déficit de energia elétrica.

55. Além disso, em 15/12/2014, a EPE apresentou estudo intitulado 'Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas' que apontou diversas inconsistências em variáveis que são utilizadas pelo Newave para o cálculo das garantias físicas das usinas geradoras de energia elétrica. São dados de entrada da modelagem que afetam o resultado das simulações desde o planejamento até a operação (peça 109, p. 9).

56. Dentre as inconsistências estão os dados divergentes sobre os usos consuntivos das bacias oriundos das Declarações de Reserva de Disponibilidade Hídrica (DRDH) e das Outorgas de direito de uso de recursos hídricos. A EPE diligenciou a Agência Nacional de Águas (ANA) sobre o assunto, que informou que contratou um estudo sobre o uso consuntivo das bacias que só será finalizado em fevereiro de 2016 (peça 109, p. 29).

57. Outro parâmetro que precisa ser aprimorado, os Polinômios dos reservatórios, que são dados básicos acerca das curvas cota x área x volume e curvas de descarga líquida. A EPE informa que a Resolução Conjunta ANA/Aneel nº 3/2010, tem o objetivo de estabelecer as condições e os procedimentos a serem observados pelos concessionários e autorizados de geração de energia hidrelétrica para a instalação, operação e manutenção de estações hidrométricas, visando ao monitoramento pluviométrico, limnimétrico, fluviométrico, sedimentométrico e de qualidade da água associado a aproveitamentos hidrelétricos (peça 109, p. 33).

58. No estudo da EPE há tão somente o relato de que a empresa entrou em contato com a ANA e não obteve resposta, embora considere imprescindível que haja atualização dos polinômios dos reservatórios e dos processos de assoreamento, bem como das curvas de descarga líquida atualizadas. Não ficou claro o que a EPE fará para obter tais atualizações.

59. Outra variável de entrada do modelo, que se mostra problemática, segundo o estudo, são os valores de canal de fuga médio, que é um parâmetro energético, calculado a partir de dados mensais de produção energética e nível de jusante obtidos por meio de simulação. Atualmente, observa-se, tanto nos estudos de planejamento da operação, como nos de cálculo de garantia física, que esse parâmetro carece de uniformidade. Há valores que representam a média no período crítico, outros a média em todo histórico de vazões. Além disso, há valores que foram obtidos na ocasião em que foi calculada a garantia física vigente e, portanto, não incorporam eventuais atualizações de séries de vazões (peça 109, p. 34).

60. Além das variáveis supracitadas, o estudo apontou outras inconsistências como: procedimentos de apuração de indisponibilidade atualizados ainda não incorporados aos PMOs, dados de evaporações líquidas atualizados pelo ONS e ainda não homologados pela Aneel e utilização de valores constantes para o parâmetro de rendimento do conjunto turbina-gerador, o que pode não representar a realidade e distorcer os cálculos.

61. Registre-se que esse estudo apresentado pela EPE tratou especificamente de garantias físicas e, portanto, será melhor tratado no monitoramento do item 9.3 do Acórdão 184/2015-TCU-Plenário em momento oportuno neste mesmo processo.

62. Fica evidente, portanto, que há inconsistências em variáveis essenciais utilizadas pelos sistemas computacionais que calculam não só a garantia física como também o risco de déficit energético.

I.3. Conclusão

63. Verificou-se que a estimativa de risco de déficit ultrapassou o limite tolerável de 5% pelo CNPE, segundo informou o ONS, alcançando, em fevereiro de 2015, 9,1% para a região SE/CO. O Governo tem optado pela não compulsoriedade da redução do consumo de energia e vem

contando com uma redução natural da carga, decorrente da recessão econômica, aumento das tarifas e campanhas de conscientização, e com um aumento da oferta de energia, em razão da adoção de medidas emergenciais, bem como uma melhoria do cenário hidrológico para a superação do risco de desabastecimento energético.

64. Estudo da EPE apontou a necessidade de aprimoramentos em vários parâmetros de entrada do modelo, haja vista a existência de desatualizações e imprecisões em dados essenciais para os sistemas computacionais, que afetam o planejamento e a operação do sistema, como, por exemplo, curvas cota x área x volume, curvas de descarga líquida, canal de fuga médio, evaporações líquidas, rendimento conjunto turbina/gerador, uso consuntivo das bacias, entre outros.

65. Além disso, outro parâmetro utilizado pelo modelo que não se baseia em estudos consistentes é a curva do custo do déficit. Desde o ano de 2002 que se adia o estudo necessário para formação de uma nova metodologia de cálculo da função custo do déficit, cujo valor, desde então, está sendo apenas atualizados anualmente. Esse tema é objeto do 9.1.2.1 do Acórdão 1196/2010-TCU-Plenário, 9.3.3. do Acórdão 1171/2014-TCU-Plenário e 9.3 Acórdão 184/2015-TCU-Plenário, os quais serão oportunamente monitorados pelo TCU, motivo pelo qual não propomos novos encaminhamentos nesta oportunidade.

66. Tais constatações juntamente com a realização rotineira de despachos fora da ordem do mérito, pelo ONS, indicam que o risco de déficit de 9,1%, calculado pelo Governo, pode estar subestimado.

67. Considerando que as principais medidas estruturais que impactam os modelos matemáticos utilizados no planejamento e operação do sistema elétrico já foram determinadas pelo TCU (reavaliação do custo do déficit e das garantias físicas das UHEs, bem como a realização de estudos para repotenciação e ampliação da capacidade instalada de usinas) e encontram-se pendente de atendimento e monitoramento, optou-se por não propor novas determinações neste momento.

68. Propõe-se considerar cumpridas as determinações constantes dos itens 9.1 e 9.7 do Acórdão 184/2015-TCU-Plenário e do item 9.5 Acórdão 1.171/2014-TCU-Plenário, sem prejuízo das conclusões do monitoramento dos itens 9.2, 9.3.1 e 9.3.3 do Acórdão 1.171/2014-TCU-Plenário, todos reiterados por meio do item 9.3 do Acórdão 184/2015-TCU-Plenário e da fiscalização objeto do TC-003.025/2015-2, bem como das constatações que se relatam a seguir.

II. Disponibilidades de usinas térmicas para geração de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN):

Item 9.6 do Acórdão 184/2015-TCU-Plenário

9.6. reiterar ao Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) a necessidade do cumprimento eficaz da determinação contida no item 9.4.1 do acórdão 1.171/2014-Plenário, concedendo prazo de 10 dias, a contar da notificação deste acórdão, para que encaminhe a esta Corte as informações atualizadas sobre a capacidade instalada e as disponibilidades efetivas das usinas térmicas do SIN, detalhando para cada usina as causas das indisponibilidades, as ações em andamento e os prazos para resolução das causas, haja vista que o cumprimento apenas parcial impediu o atingimento dos resultados esperados com tal determinação.

Item 9.9.2.1 do Acórdão 184/2015-TCU-Plenário

9.9. determinar à Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Energia Elétrica - SeinfraElétrica que, no prazo máximo de 30 dias, a contar do recebimento das informações:

9.9.2. analise as informações que vierem a ser disponibilizadas a respeito das duas das quatro causas de desequilíbrio estrutural observado no monitoramento anterior e que foram objeto de ciência ao CNPE, abaixo descritas, e apresente conclusões (item 9.1, 'c' e 'd', do Acórdão 1.171/2014):

9.9.2.2. qual o percentual de capacidade instalada de geração termelétrica convencional encontra-se inoperantes no momento, quais as causas e quais os prazos de solução de cada umas das inoperabilidades.

Acórdão 1171/2014-TCU-Plenário

9.4.1. determinar ao Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) que, no prazo de trinta dias 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;

II.1. Manifestação:

69. Em atendimento à determinação do TCU, a Aneel encaminhou planilha (peça 159) em que constam informações, com dados de 3/2/2015, sobre a capacidade instalada e a disponível de cada UTE do SIN, bem como a capacidade geração programada pelo ONS e a efetivamente verificada. O ONS também se manifestou sobre as térmicas por meio da peça 114, p. 59-72.

II.1.1. Capacidade Instalada e Disponibilidade Efetiva

70. No que diz respeito a capacidade instalada, o ONS mostra que foram retirados da operação comercial 1.259 MW da capacidade instalada de 21.993MW. Com isso, a capacidade instalada efetiva passou para 20.734 MW. Assim, o planejamento do setor elétrico passou a não mais contar com as térmicas antigas, muitas delas obsoletas. Desses 20.734 MW, em razão de manutenção (2.432 MW) e restrição operativa (2.275 MW), há disponíveis 16.027 MW (peça 114, p. 59-72).

71. A Aneel teceu considerações conceituais acerca da diferença entre a capacidade instalada e a disponibilidade do parque térmico. O Regulador esclarece que, de acordo com o Relatório de Análise de Desempenho (RAD) do ONS, a disponibilidade média das termelétricas é considerada insatisfatória quando está abaixo de 80%, normal quando está acima de 85% e em faixa de alerta quando entre 80% e 85% (peça 158).

72. Dito isso, verifica-se que, se a capacidade instalada é de 20.734 MW e a disponibilidade efetiva é de 16.027 MW, esse percentual estaria em 77%. Contudo, a Aneel alertou que esse dado precisa ser analisado com uma série histórica de doze meses e não avaliada em um único dia. A média hoje existente é de 86,96% e remonta ao ano de 2013.

73. Essa média advém de dados do ONS no Relatório de Análise de Desempenho (RAD), o qual registra a disponibilidade média, no período de janeiro a dezembro de 2013, das termelétricas sob sua coordenação, se manteve em 86,96%. Portanto, elas se encontram, na média, na faixa normal do RAD (peça 170, p. 3).

74. Segundo a Aneel, o ONS emitirá, em abril de 2015, novo relatório de desempenho, uma vez que o período mínimo de análise do ONS para os indicadores do RAD é de 12 meses, haja vista o dinamismo do regime de operação das usinas e a complementaridade das termelétricas com as hidrelétricas ao longo de um ciclo hidrológico.

75. No que diz respeito ao despacho programado e verificado, a Aneel apresentou histórico, de 1/2/2014 até 31/1/2015, o qual mostra que o percentual de atendimento médio das termelétricas sob a coordenação do ONS foi de 97,4% (peça 158, p. 8).

76. Isto é, das usinas programadas para serem despachadas pelo Operador naquele período, 97,4% de fato atenderam à ordem de despacho.

77. A Aneel afirma que o atendimento aos despachos do ONS mostra-se um indicador relevante para averiguação do desempenho médio das usinas. Explica que uma geração que atenda pelo menos 95% do despacho é considerada satisfatória.

78. Quanto à diferença entre o que o operador programa para despachar e o que é verificado. A Aneel informa que a Rotina Operacional RO-AO.BR.04, item 4.10, aceita uma tolerância de 5% em relação ao despacho programado, sem necessidade de se apurar as causas da indisponibilidade (peça 161, p. 7).

07
R

II.1.2. Causas das indisponibilidades:

79. Segundo o ONS (peça 114, p. 59-72), as causas da indisponibilidade de 4.707MW (23% do total) são decorrentes de paradas para manutenção (2.432 MW) e devido à restrição operativa (2.275 MW).

80. Na planilha apresentada pela Aneel (peça 159), constam as causas das indisponibilidades para cada uma das usinas do SIN. De forma geral, elas se dão em função de manutenções e falhas de equipamentos; restrições devido ao processo industrial do empreendimento; ineficiência decorrente de equipamentos antigos e falta de combustível, além dos casos relacionados à caducidade e à revogação de autorização.

II.1.3. Ações em andamento e prazos para resolução de causas das indisponibilidades:

81. Para cada térmica com restrições de operação, a Aneel apresentou (peça 159) as ações em andamento pela agência ou pelo agente gerador para solucionar as causas das restrições identificadas. Ressalta-se que a resolução das causas de restrições tem previsão de conclusão ainda em 2015, conforme dados do Regulador, exceto para o caso das UTEs Maranhão III, IV e V, cujas resoluções se estenderão até junho de 2016, decorrentes de restrições no fornecimento de gás natural (peça 163, p. 49).

82. A Aneel informou que, em razão de suas fiscalizações, houve um grande avanço no que diz respeito à verificação real, *in loco*, das indisponibilidades programadas ou forçada das usinas. A Agência destaca que realiza campanhas de fiscalização preventivas, buscando a adequada prestação do serviço por parte dos agentes de geração (peça 127, p. 1).

83. O Regulador explica, ainda, que diversas usinas foram construídas e pouco acionadas até outubro de 2012, em função do regime hidrológico favorável até então. Como tinham poucas horas de geração, a Aneel realizou um diagnóstico e a partir de ações efetivas, melhorou a sua disponibilidade. Como exemplo, cita as UTEs Pau Ferro I e Termomanaus, onde, a partir de ações preventivas da área técnica, houve uma recuperação da disponibilidade das usinas de 0% para 90% em curto espaço de tempo.

84. Outro exemplo dado pela Agência refere-se às usinas com problemas estruturais gerenciáveis pelo agente. Em 2/5/2013, as usinas contempladas nesse rol somavam 620 MW, entretanto, em 3/2/2015, esse montante diminuiu para 419 MW (peça 152).

85. Quanto às usinas com problemas estruturais não gerenciáveis pelo agente, a Aneel cita a UTE Uruguaiana, 640 MW, que está operando com Gás Natural Liquefeito (GNL) transmitido por dutos da Argentina (peça 152).

86. No que diz respeito às usinas antigas com equipamentos em fim de vida útil e que não apresentavam condições de prestar o serviço adequado de geração, foram suspensas da operação comercial. Inclusive, já foi iniciado no âmbito da Aneel o processo administrativo com a proposta de caducidade da concessão.

87. A Aneel alerta que as usinas realizam manutenções forçadas e programadas (TEIForçada e TEIProgramada), bem como possuem eventuais restrições operativas, e que, para entender a maior parte da diferença, é preciso incluir os fatores de disponibilidades das usinas, tais como os fixados no RAD do ONS ou até mesmo os índices de referência apurados pelo ONS.

II.2. Análise da manifestação:

88. Em atendimento ao item 9.9.2.2 do Acórdão 184/2015-TCU-Plenário, verifica-se que, pelos dados da Aneel, conjugados com os do ONS, foram retirados da operação comercial 1.259 MW da capacidade instalada de 21.993MW, restando 20.734 MW. Desses 20.734 MW, em razão de manutenção (2.432 MW) e restrição operativa (2.275 MW), há disponível 16.027 MW (peça 114, p. 59-72).

89. Quando do Acórdão 1171/2014-TCU-Plenário, que se reportava a situação de abril de 2013, havia 20.208 MW de capacidade instalada e 14.533 MW disponíveis. Hoje, passados dois anos, há 20.734 MW de capacidade instalada e 16.027 MW efetivamente disponíveis.

90. A disponibilidade média, no período de janeiro a dezembro de 2013, das termelétricas sob a coordenação do ONS se manteve em 86,96%. Portanto, elas se encontram, na média, na faixa normal do RAD (peça 170, p. 3). Destaca-se que esse dado é de 2013 e que os de 2014 somente serão apresentados pelo ONS em abril de 2015.

91. No que diz respeito à diferença média entre o despacho programado e o despacho verificado pelo ONS, no período de 1/2/2014 até 31/1/2015, foi de 97,4%. Segundo a Aneel, há rotina do ONS que considera normal que essa diferença seja de até 5%.

92. Os dados apresentados indicam que as causas para indisponibilidade de parte do parque térmico são múltiplas e dependem de cada tipo de usina e condição de operação. O processo industrial ao qual estão vinculadas determinadas usinas é, na maioria do tempo, prioritário em comparação com a geração de energia elétrica. Por isso, a programação de disponibilidade do ONS não pode contar com a potência plena das usinas com essa característica, o que é considerado como restrição operativa.

93. Considera-se também restrição, em função de determinações do fabricante (características específicas de equipamentos de usinas), usinas que não podem operar em regime contínuo de longa duração na potência nominal, sob pena de comprometer a confiabilidade da planta. Por isso, existe o fator de capacidade máximo ($F_{cmáx}$) que limita esta geração. Então, o despacho da planta deve considerar este fator.

94. Além disso, existe Termo de Compromisso assinado com a Petrobras, em que foram fixados valores de geração para determinadas usinas daquela companhia, quando despachadas pelo ONS por necessidade do SIN.

95. Outras diferenças de indisponibilidades são explicadas pelas restrições operativas temporárias. Pelo que foi verificado em inspeção, elas são acompanhadas sistematicamente diariamente pela Aneel, que desenvolve ações junto aos agentes, visando sua correção.

96. Verificou-se que a Aneel tem mantido controle das condições de operação das UTEs e fiscalizado as causas de suas inoperabilidades, fixando prazos para resoluções dos problemas identificados. Os prazos indicados pela Agência estão todos concentrados no atual exercício, o que indica uma perspectiva de aumento da disponibilidade das usinas ao longo deste ano. Isso tem sido confirmado com dados mais atuais do ONS, em que se verificou o aumento de capacidade verificada ao longo dos últimos meses. Todas essas medidas serão relevantes para elevar a capacidade de preservação dos reservatórios hídricos frente ao atual cenário de crise e garantir o abastecimento de energia elétrica.

97. Com base nos dados e justificativas apresentadas pela Aneel e pelo ONS, propõe-se considerar cumprido o item 9.6 do Acórdão 184/2015-TCU-Plenário e 9.4.1 do Acórdão 1.171/2014-TCU-Plenário, sem prejuízo da ação de controle em andamento neste Tribunal (TC-003.025/2015-2) relacionada a levantamento das medidas emergências que estão sendo adotadas pelos órgãos competentes para garantir o abastecimento de energia elétrica, dentre elas as medidas para solucionar restrições operativas conjunturais de UTEs.

III. Atrasos de empreendimentos e seus impactos na segurança energética:

Item 9.8 do Acórdão 184/2015-TCU-Plenário

9.8. determinar à Aneel que apresente ao Tribunal, no prazo de 10 dias a contar da notificação da presente deliberação, relação das obras de geração e transmissão de energia elétrica que, de acordo com o estabelecido nos respectivos leilões, deveriam ter sido concluídas antes 31/12/2014, mas que se encontram atrasadas, a causa de cada atraso, e a data prevista para entrada em operação de cada uma.

Item 9.9.2.1 do Acórdão 184/2015-TCU-Plenário

9.9. determinar à Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Energia Elétrica - SeinfraElétrica que, no prazo máximo de 30 dias, a contar do recebimento das informações:

9.9.2. analise as informações que vierem a ser disponibilizadas a respeito das duas das quatro causas de desequilíbrio estrutural observado no monitoramento anterior e que foram objeto

de ciência ao CNPE, abaixo descritas, e apresente conclusões (item 9.1, 'c' e 'd', do Acórdão 1.171/2014):

9.9.2.1. obras de geração e transmissão de energia que deveriam ter sido entregues até dezembro de 2014 mas, que se encontram atrasadas e que impacto teriam sobre o balanço energético geração/transmissão/consumo no momento atual caso tivessem sido efetivamente concluídas e colocadas em operação no prazo;

III.1. Manifestação:

98. Segundo o MME, até 31/12/2014, os empreendimentos de geração atrasados totalizam 7.579,33 MW de potência instalada, o que representa, em termos de comercialização, 3.511,35 MW médios de garantia física (peça 137, p. 14).

99. A Aneel informou que até 31/12/2014 havia 3.555,86 MW atrasados. A divergência entre Aneel e MME se dá porque a Aneel considerou atraso em relação à data do leilão. Porém, muitos empreendimentos, por meio de aditivos aos contratos, solicitaram antecipação da entrada em operação comercial para vender energia no mercado livre ou por outro motivo. Tais aditivos não foram considerados pela Aneel, mas essa divergência se deu porque o próprio acórdão especifica que a referência é o leilão. Já o MME considera qualquer atraso em seu levantamento (peça 176 (137, p. 14).

100. A Aneel ressalta que efetua acompanhamento de todas as obras de geração, e as causas identificadas pela reguladora para os atrasos são: a) licenciamento ambiental; b) viabilidade financeira; c) alteração de características técnicas; d) conexão; e) execução de obras; f) situação fundiária; e g) combustível (peça 119).

101. Cada um dos empreendimentos atrasados até 31/12/2014 está relacionado na peça 176, com o respectivo motivo do atraso e a expectativa de entrada em operação.

102. Quanto às linhas de transmissão (LT) e subestações (SE) que deveriam ter sido concluídas até 31/12/2014, a Aneel listou 62 empreendimentos com atraso, dos quais 48 foram fiscalizados ou estão em processo de fiscalização (peça 151).

103. A média de atrasos desses empreendimentos (LT e SE) é de 28 meses. Há obras da Chesf com mais de cinco anos de atraso, como as linhas de transmissão Funil/Itapebi, Jardim/Penedo e Eunápolis/Teixeira de Freitas (peça 151).

104. Acompanhamento realizado pelo CMSE mostra que as 30 linhas de transmissão que estão há mais tempo atrasadas somam 3.585 km. No caso das subestações, as 25 obras com mais atrasos somam 2.483 MVA (peça 137, p. 33- 34).

105. Com o atraso na transmissão, há empreendimentos de geração prontos, que recebem a receita contratual como se estivessem gerando energia, e o consumidor acaba tendo que repor a energia não gerada no mercado de curto prazo. Assim acontece com 62 usinas eólicas prontas, porém, sem transmissão, o que corresponde a 1.621 MW. A maioria está apta a operar desde junho de 2012 (peça 157).

106. Outro caso é a Usina Hidrelétrica Teles Pires, com capacidade instalada de 1.832 MW, construída no rio Teles Pires, afluente do rio Tapajós MW, na fronteira dos estados do Pará e do Mato Grosso, nos municípios de Jacareacanga (PA) e Paranaíta (MT). Essa usina, em janeiro de 2015 estava com uma unidade geradora de 364 MW apta, mas sem gerar. As demais unidades também ficarão prontas antes da transmissão, que está prevista para final de julho de 2015.

III.2. Análise da manifestação:

107. Com base nas informações apresentadas pelo Regulador e em cumprimento ao item 9.8 do Acórdão 184/2015-TCU-Plenário, no que diz respeito às obras de geração de energia elétrica, observa-se que o seu atraso médio é da ordem de 22% do total leilado. Há ocorrências com mais de seis anos de atraso, como é o caso de usinas do Leilão A-3/2006.

108. Considerando que a capacidade instalada do sistema em dezembro de 2014 era de 133.487,11 MW, considerando o atraso de 7.579,33 MW de geração cujos empreendimentos não

cumpriram os prazos de entrega para operação, os atrasos representam 5,6% de toda a capacidade instalada (133 GW), conforme peça 137, p. 4 e 14.

109. A falta de sincronia temporal entre as datas dos empreendimentos de geração e transmissão gera ineficiência econômica e energética para o sistema elétrico brasileiro, pois, em certos casos, há infraestrutura pronta para a geração de energia, devidamente paga pelo sistema, mas não há benefícios, por falta de transmissão.

110. Nesse sentido, o TCU realizou fiscalização sobre atrasos e descompassos na implantação dos empreendimentos de geração e de transmissão de energia elétrica (TC-029.387/2013-2; Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário), cujo monitoramento está em curso nesta unidade técnica. O objetivo geral da fiscalização foi realizar diagnóstico sobre a situação dos atrasos e identificar as principais causas desses atrasos, para contribuir com a eficiência e a efetividade das políticas de expansão do sistema elétrico nacional.

111. Destaca-se, ainda, fiscalização realizada pelo Tribunal nas obras de transmissão referente ao Leilão 3/2012, boa parte para atender o escoamento de energia proveniente de parques eólicos na Bahia e no Ceará (TC-019.948/2014-0; Acórdão 3493/2014-TCU-Plenário). Nesse trabalho, verificou-se, no caso concreto, as causas dos atrasos nas obras e as medidas necessárias para seu enfrentamento.

112. Outros empreendimentos de grande relevância para atendimento da carga e que estão em acompanhamento pelo Tribunal são a Usina Nuclear Angra III (TC-002.659/2015-7), a UTE Mauá 3 (TC-005.740/2014-2) e o Parque Eólico Casa Nova I (TC-003.008/2015-0). Essas fiscalizações têm como objetivo, entre outros, de acompanhar o andamento dos cronogramas de implantação dos empreendimentos, com vistas a contribuir com o atendimento da demanda por energia no país.

113. Cabe mencionar, ainda, fiscalização em andamento (TC-003.025/2015-2) com objetivo de levantar as medidas emergenciais em curso para garantir o fornecimento de energia elétrica. Entre as medidas que têm sido identificadas, estão ações voltadas ao acompanhamento individual de empreendimentos atrasados que possam ter as causas dos atrasos resolvidas em curto prazo, com vistas ao fornecimento de energia elétrica nos próximos meses.

114. Ante os dados apresentados pela Aneel e considerando as diversas fiscalizações em curso no TCU voltadas ao acompanhamento de atrasos de empreendimentos do setor elétrico, propõe-se considerar cumprido o item 9.8 do Acórdão 184/2015-TCU-Plenário.

IV. Tratamento dado no Planejamento de Longo Prazo à indisponibilidade de usinas térmicas, aos atrasos em obras e à superavaliação de garantias físicas:

Item 9.9 do Acórdão 184/2015-TCU-Plenário

9.9. determinar à Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura e Energia Elétrica – SeinfraElétrica que, no prazo máximo de **30 dias, a contar do recebimento das informações:**

9.9.1. verifique se a metodologia adotada pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE efetivamente permite a sensibilização de seu planejamento pela superavaliação das garantias físicas, pelo nível de indisponibilidade das usinas térmicas convencionais e pelos atrasos na conclusão de obras de geração e transmissão de energia, e se as alterações daí decorrentes produzem reflexos nas ações adotadas na implementação do planejamento (item 9.6.1 do acórdão 1.171/2014);

Item 9.6.1 do Acórdão 1.171/2014-TCU-Plenário

9.6.1. determinar à Empresa de Pesquisa Energética - EPE que, no prazo de trinta dias, 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;

IV.1. Manifestação:

115. A EPE, quanto à consideração, no PDE, dos atrasos nas obras, informa que os dados são atualizados constantemente de acordo com o acompanhamento feito pelo CMSE. Cada PDE é

atualizado anualmente (peça 156, p. 3). Isto significa que há um retardo anual da real situação do sistema, que só é ajustada quando do PDE do ano seguinte.

116. No que concerne às inoperabilidades das usinas térmicas, a EPE informa que o que é considerado no planejamento é a real disponibilidade das usinas térmicas usadas pelo ONS na sua operação.

117. No que diz respeito aos despachos fora da ordem do mérito, feitos deterministicamente pelo ONS, a EPE informa que tais despachos são conjunturais do cotidiano da operação, mas o planejamento, por tratar-se de uma indicação de oferta para atender a uma projeção de carga não pode e nem deve considerar situações conjunturais. Acrescenta que a incorporação dos mecanismos de aversão ao risco (CVaR) ao Newave teve como um dos objetivos aproximar o programado e o planejado pelos modelos da operação.

118. O planejamento da expansão do sistema considera sempre os dados estruturais cadastrais e operativos das usinas existentes mais atualizados. Assim, as condições de operação utilizadas pelo ONS são capturadas pelos estudos de planejamento, ou seja, o planejamento não se vale da garantia física, mas da capacidade instalada deduzida das manutenções forçadas e programadas e restrições disponibilizados pelo ONS (peça 156, p. 1).

119. Quanto à superavaliação das garantias físicas, a EPE informa que o planejamento da expansão é baseado nos critérios econômico (CMO = CME) e de segurança do suprimento (risco máximo de déficit de 5%) e não no critério comercial de cobertura da carga pelo montante de garantia física.

IV.2. Análise da manifestação:

120. Verificou-se que os atrasos dos empreendimentos de geração e transmissão são incorporados ao planejamento da expansão (PDE), com base nos relatórios mais recentes do CMSE, o que, naturalmente pode gerar desatualizações entre as publicações do Plano. Adicionalmente, verificou-se que o PDE captura os despachos térmicos feitos pelo ONS com base na disponibilidade efetiva do parque térmico e não na capacidade instalada total.

121. Ressalta-se, contudo, que o planejamento realizado pela EPE não captura os despachos fora da ordem do mérito feitos pelo ONS por entender que são situações conjunturais. Ocorre que, mesmo com a incorporação do CVaR no Newave, tais despachos persistem e não são esporádicos, dado que, no ano de 2014, corresponderam a 800 MW médios e, até 28/2/2015, a 500 MW médios.

122. Esse procedimento gera um descasamento entre os critérios da simulação da operação realizada pela EPE para fins de planejamento de longo prazo para expansão do sistema e os critérios utilizados pelo ONS na real operação do sistema elétrico, cujos reflexos já foram relatados no relatório do Acórdão 1.171/2014-TCU-Plenário.

123. Essa inconsistência vem se tornando cada vez mais significativa à medida que o sistema interligado perde capacidade de regularização. Tal diferença impacta a divisão de responsabilidades entre térmicas e hidráulicas.

124. Apesar do aumento de geração não hidráulica, a capacidade de armazenamento máximo vem decaindo em relação à carga. O incremento do uso de geração não hidráulica verificado no período não conseguiu compensar o aumento da carga. Essa tendência afeta fortemente a política de operação, com aumento de gastos não planejados, ou melhor, com gastos que sequer foram previstos à luz do modelo.

125. As causas desses despachos foram de ordem e possíveis soluções foram abordadas no item I deste relatório.

126. Quanto à sensibilização da garantia física, o planejamento da expansão considera os dados estruturais cadastrais e operativos mais atualizados de todas as usinas existentes, ou seja, a capacidade instalada deduzida das manutenções forçadas e programadas e restrições disponibilizados pelo ONS.

127. Embora esse assunto já tenha sido amplamente debatido desde o relatório de 2013 da auditoria operacional sobre o tema Segurança Energética, é importante retomá-lo, porque existe, de fato, um desequilíbrio, que está explícito no PDE.

128. No Plano Decenal de Expansão 2023, há a explicação de que o balanço de garantia física de energia para a configuração de referência do horizonte decenal tem como finalidade auxiliar na avaliação do equilíbrio estrutural entre oferta e demanda. A demanda corresponde à carga de energia projetada, enquanto a oferta é composta pelo somatório dos certificados de garantia física de energia das usinas (peça 147, p. 95).

129. Em seguida, consta do PDE que, por razões diversas, a soma das garantias físicas já atribuídas às usinas é maior que a atual garantia física total do sistema, resultando em um desequilíbrio que deve ser solucionado. Tal equacionamento, no histórico recente, tem sido realizado mediante a contratação de energia de reserva, para recomposição do lastro de garantia física sistêmica. Esta energia não pode servir de lastro para os contratos no mercado de energia (peça 147, p. 95).

130. Desta feita, indagou-se à EPE, se os leilões de energia de reserva que culminaram na contratação de 9.778 MW para recomposição do lastro de garantia física sistêmica não seria a evidência de que há falhas estruturais na metodologia das garantias físicas.

131. A resposta, no entender da equipe, é uma afirmação de que há, de fato, falha estrutural na metodologia, como se verá a seguir.

132. A EPE esclarece que grande parte da necessidade de compra de energia resultou da evolução obtida na mudança do critério de suprimento visando à adoção do critério econômico de igualdade de custos (CMO = CME), que trouxe como consequência um risco muito menor. Esta alteração tornou o cálculo da garantia física mais conservador. Ao adotar tal critério algumas usinas teriam que ter suas garantias físicas reduzidas, porém, 'de forma a evitar instabilidade regulatória e risco de rompimento de contratos, optou-se pela contratação de energia de reserva' (peça 156, p.3).

133. Fica claro que a solução desse desequilíbrio está sendo postergada e só se resolverá com uma ampla revisão das garantias físicas, o que já foi discutido neste trabalho.

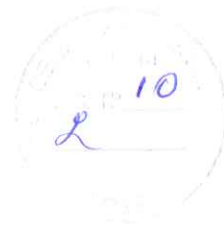
134. Contudo, é bom repisar que o setor elétrico é gerido admitindo a convivência com esse desequilíbrio. Na prática, ao definir as garantias físicas pelo modelo, se pressupõe que elas são suficientes para atender a demanda, o que não está ocorrendo, pois ainda faz-se necessária a contratação de energia 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.

135. Desde 2008, é realizado anualmente o Leilão de Reserva. Nos seis leilões já realizados, foram contratados 9.778 MW de potência, equivalente a 4.033,60 MW médios de garantia física, no horizonte de quinze a vinte anos, correspondente a R\$ 70 bilhões.

Tabela 2- Leilões de Energia de Reserva

Leilão	Fonte	Potência (MW)	Garantia Física (MW médio)	Valores leilão (R\$ bilhões)	Preço Unit. Médio (R\$)
1º LER 2008	Bagaço de cana	2.384	855,5	4,19	58,88
2º LER 2009	Eólica	1.806	783,1	19,60	148,39
3º LER 2010	Bagaço de cana	1.206	569,3	9,37	130,12
4º LER 2011	Biomassa e eólica	1.218	589,3	8,04	99,61
5º LER 2013	Eólica	1.505	700,7	13,09	110,51
6º LER 2014	Eólica e solar	1.659	535,7	15,90	169,82
Total		9.778	4.033,60	70,19	

Fonte: CCEE - <http://www.ccee.org.br/oquefazemos/leilões>



136. 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).

137. 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.

138. Considerando o exposto e, principalmente, o fato de o TCU já ter determinado providência aos órgãos competentes para reavaliar as garantias físicas das UHEs (item 9.3.1 do Acórdão 1.171/2014-TCU-Plenário), propõe-se considerar cumpridos os itens 9.9.1 do Acórdão 184/2015-TCU-Plenário e 9.6.1 do Acórdão 1.171/2014-TCU-Plenário.

V. Audiência de responsáveis por descumprimento de Acórdão

Item 9.5 do Acórdão 184/2015-TCU-Plenário

9.5. promover a audiência dos Srs. Márcio Zimmermann, Gilberto Hollauer, Robésio Maciel de Sena, e Flávia Xavier Cirilo de Sá para que apresentem razões de justificativa em razão do descumprimento das determinações contidas nos itens 9.2, 9.3.1, e 9.3.3 do Acórdão 1.171/2014-Plenário, de 07/05/2014;

139. Os responsáveis apresentaram respostas idênticas acerca da audiência determinada no item 9.5 supra, à vista do descumprimento das determinações contidas nos itens 9.2, 9.3.1 e 9.3.3 do Acórdão 1.171/2014-TCU-Plenário, conforme Ofícios às peças 115 a 118.

140. Em apertada síntese, os argumentos podem ser resumidos em: a) ausência de dolo no descumprimento das determinações pois, ao contrário, apenas entenderam, na primeira resposta às determinações do Acórdão 1.171/2014-TCU-Plenário, que os documentos de planejamento já existentes atendiam àquelas requisições; b) em noventa dias, será encaminhado o plano requerido no item 9.2; e c) já foram encaminhados os estudos referentes aos itens 9.3.1 e 9.3.3, nos termos do Ofício 029/2015-SE-MME (peça 109).

141. Os estudos já encaminhados atendem, no conteúdo, os itens 9.3.1 e 9.3.3 do Acórdão 1.171/2014-Plenário. Quanto à verificação do cumprimento, quanto ao conteúdo, da determinação do item 9.2 do Acórdão 1.171/2014-TCU-Plenário, caberia aguardar o transcurso do prazo devolvido, nos termos do item 9.3 do Acórdão 184/2015-TCU-Plenário, que findará em maio de 2015.

142. Caso se confirme o atendimento do conteúdo do item 9.2, restaria, então, para fins de exame das razões de justificativa, apenas uma análise pelo descumprimento dos prazos originalmente concedidos. Sugere-se, então, a oportuna constituição de processo apartado para análise das razões de justificativa.

CONCLUSÃO

143. Em conformidade com a Portaria-Segecex 27, de 19/10/2009, a tabela que segue apresenta o resumo com o grau e respectivo percentual de atendimento das deliberações.

Quadro 4 - Grau de implementação das determinações do Acórdão 184/2015-TCU-Plenário

Deliberação	Cumprida	Em cumprimento	Parcialmente cumprida	Não cumprida	Não aplicável	Observação
9.1 MME	X					
9.2 MME		X				Prazo 90 dias
9.3 MME		X				Prazo 60 dias
9.4 CMSE		X				Prazo 60 dias
9.5 AUDIENCIA		X				
9.6 CMSE	X					
9.7 ONS	X					
9.8 Aneel	X					
Quantidade	4	4				
Percentual	50%	50%				

144. Este monitoramento foi realizado de forma a abordar quatro temas de interesse no que tange ao assunto da segurança energética: 1) equilíbrio estrutural entre oferta e demanda e risco de déficit de energia; 2) disponibilidades de usinas térmicas para geração de energia no SIN; 3) atrasos de empreendimentos e seus impactos na segurança energética; e 4) tratamento dado no Planejamento de Longo Prazo à indisponibilidade de usinas térmicas, aos atrasos em obras e à superavaliação de garantias físicas.

145. Quanto ao equilíbrio estrutural entre a oferta e a demanda e ao risco de déficit de energia, o CMSE defende que existe equilíbrio e que há condições suficientes para o suprimento no ano de 2015.

146. É importante ressaltar que, ainda que haja uma sobra estrutural de energia de 7.303 MW médios no balanço energético, conforme apresentado pelo CMSE, a análise estática proveniente desse balanço não permite concluir que não haverá insuficiência de oferta de energia elétrica no ano de 2015.

147. Verificou-se, também, que, apesar de a estimativa de risco de déficit ter ultrapassado o limite de 5% tolerável pelo CNPE, o Governo tem optado, ao contrário do sugerido pelo modelo setorial, pela não compulsoriedade da redução do consumo de energia e vem contando com uma redução natural da carga, decorrente da recessão econômica, aumento das tarifas e campanhas de conscientização. O Governo aposta, ainda, no aumento da oferta de energia, em razão da adoção de medidas emergenciais, bem como na melhoria do cenário hidrológico para a superação do risco de desabastecimento energético.

148. Estudo da EPE apontou a necessidade de aprimoramentos em vários parâmetros de entrada do modelo, haja vista a existência de desatualizações e imprecisões em dados essenciais para os sistemas computacionais, que afetam o planejamento e a operação do sistema, como, por exemplo, curvas cota x área x volume, curvas de descarga líquida, canal de fuga médio, evaporações líquidas, rendimento conjunto turbina/gerador, uso consuntivo das bacias, entre outros.

149. Além disso, outro parâmetro utilizado pelo modelo que não se baseia em estudos consistentes é a curva do custo do déficit. Desde o ano de 2002 que se adia o estudo necessário para formação de uma nova metodologia de cálculo da função custo do déficit, cujo valor, desde então, está sendo apenas atualizados anualmente.

150. Tais constatações juntamente com a realização rotineira de despachos fora da ordem do mérito, pelo ONS, indicam que o risco de déficit de 9,1% para o SE/CO, calculado pelo Governo, está, provavelmente, subestimado.

151. Quanto às disponibilidades de usinas térmicas para geração de energia no SIN, verificou-se que a Aneel tem mantido controle das condições de operação das UTEs e fiscalizado as causas de suas inoperabilidades. Tanto a Aneel como ONS afirmam que as térmicas operam satisfatoriamente, com disponibilidade média de 86,96%, que é a faixa de normalidade definida no

Relatório de Análise de Desempenho (RAD), o qual contém histórico do ano de 2013 de desempenho das térmicas.

152. Constatou-se que a capacidade instalada do sistema em dezembro de 2014 era de 133.487,11 MW e o atraso de empreendimentos de geração que não cumpriram os prazos de entrega para operação alcançou 7.579,33 MW, o que significa 5,6% de toda a capacidade instalada, conforme peça 137, p. 4 e 14.

153. A análise conclui que os atrasos dos empreendimentos de geração e de transmissão são incorporados ao planejamento da expansão, mas com defasagem de um ano. Adicionalmente, verifica-se que o planejamento captura os despachos térmicos feitos pelo ONS com base na disponibilidade e não na capacidade instalada, mas não captura os despachos fora da ordem do mérito por entender que são situações conjunturais.

154. Verificou-se que não há impactos no PDE decorrentes da superavaliação da garantia física das UHEs.

BENEFÍCIOS DO CONTROLE

155. Entre os benefícios de controle estimados, pode-se mencionar o incremento da eficiência da administração pública.

156. Registra-se que esses benefícios 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.

PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO

157. Ante o exposto, submetem-se os autos à consideração superior, propondo:

a) considerar cumpridas as determinações indicadas pelos itens 9.1, 9.6, 9.7, 9.8 e 9.9 do Acórdão 184/2015-TCU-Plenário e 9.4.1, 9.5 e 9.6.1 do Acórdão 1.171/2014-TCU-Plenário; em cumprimento os itens 9.2, 9.3, 9.4 e 9.5 Acórdão 184/2015-TCU-Plenário;

b) constituir apartado para analisar as razões de justificativa decorrentes do item 9.5 do Acórdão 184/2015-TCU-Plenário;

c) restituir os autos à SeinfraElétrica para que sejam, oportunamente, monitorados os itens 9.2, 9.3.1 e 9.3.3 do Acórdão 1.171/2014-TCU-Plenário, todos reiterados por meio do item 9.3 do Acórdão 184/2015-TCU-Plenário.”.

2. O Ministério Público não se manifestou nesta etapa processual.

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. O primeiro monitoramento realizado pela SefidEnergia (atual SeinfraEnergia) foi realizado no primeiro semestre de 2014, e redundou no Acórdão 1.171/2014-Plenário, de 7/5/2014. O primeiro item do referido acórdão determinou fosse dada ciência ao Conselho Nacional de Política Energética - CNPE de que este Tribunal havia detectado indícios de déficit estrutural de geração de energia elétrica, nos seguintes termos:

“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;

(...)”

3. Em monitoramento seguinte, objetivando aferir se as informações encaminhadas por esta Corte ao CNPE haviam produzido repercussão nos diversos órgãos governamentais com atuação sobre os problemas detectados, o Acórdão 184/2015-Plenário determinou a adoção de providências, nos seguintes termos:

“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. determinar ao Ministério das Minas e Energia - MME, na qualidade de Presidente do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE, para que, no prazo de 10 dias, a contar da notificação da presente deliberação, se manifeste sobre o risco de a geração de energia elétrica não atender a demanda durante o exercício de 2015 e apresente a este Tribunal descrição detalhada das medidas adotadas, pelo Ministério e demais órgãos de planejamento, regulação e gestão do setor elétrico, para redução do consumo e aumento da oferta de energia elétrica, a partir dos primeiros indícios de desequilíbrio estrutural entre capacidade de geração e consumo observados em 2012, da ciência encaminhada no âmbito da auditoria em segurança energética conduzida por este Tribunal durante o exercício de 2013 (TC-012.949/2013-2) e do item 9.1 do Acórdão 1.171/2014-TCU-Plenário, de 7/5/2014;

(...)

9.6. reiterar ao Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) a necessidade do cumprimento eficaz da determinação contida no item 9.4.1 do acórdão 1.171/2014-Plenário, concedendo prazo de 10 dias, a contar da notificação deste acórdão, para que encaminhe a esta

Corte as informações atualizadas sobre a capacidade instalada e as disponibilidades efetivas das usinas térmicas do SIN, detalhando para cada usina as causas das indisponibilidades, as ações em andamento e os prazos para resolução das causas, haja vista que o cumprimento apenas parcial impediu o atingimento dos resultados esperados com tal determinação;

9.7. determinar ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS que atualize para o exercício de 2015 as informações encaminhadas a esta Corte em cumprimento ao item 9.5 do Acórdão 1.171/2014-TCU-Plenário;

9.8. determinar à Aneel que apresente ao Tribunal, no prazo de 10 dias a contar da notificação da presente deliberação, relação das obras de geração e transmissão de energia elétrica que, de acordo com o estabelecido nos respectivos leilões, deveriam ter sido concluídas antes 31/12/2014, mas que se encontram atrasadas, a causa de cada atraso, e a data prevista para entrada em operação de cada uma;

9.9. determinar à Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura e Energia Elétrica - SeinfraElétrica que, no prazo máximo de 30 dias, a contar do recebimento das informações:

9.9.1. verifique se a metodologia adotada pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE efetivamente permite a sensibilização de seu planejamento pela superavaliação das garantias físicas, pelo nível de indisponibilidade das usinas térmicas convencionais e pelos atrasos na conclusão de obras de geração e transmissão de energia, e se as alterações daí decorrentes produzem reflexos nas ações adotadas na implementação do planejamento (item 9.6.1 do acórdão 1.171/2014);

9.9.2. analise as informações que vierem a ser disponibilizadas a respeito de duas das quatro causas do desequilíbrio estrutural observado no monitoramento anterior e que foram objeto de ciência ao CNPE, abaixo descritas, e apresente conclusões (item 9.1, "c" e "d", do Acórdão 1.171/2014):

9.9.2.1. obras de geração e transmissão de energia que deveriam ter sido entregues até dezembro de 2014 mas que se encontram atrasadas (item 9.8, retro) e que impacto teriam sobre o balanço energético geração/transmissão/consumo no momento atual caso tivessem sido efetivamente concluídas e colocadas em operação no prazo;

9.9.2.2. qual o percentual de capacidade instalada de geração termelétrica convencional encontra-se inoperantes no momento, quais as causas e quais os prazos de solução de cada uma das inoperabilidades (item 9.6, retro);

9.9.3. analise as informações encaminhadas pelo Ministério das Minas e Energia - MME em cumprimento à determinação contida no item 9.1, retro;

(...)"

4. No presente momento processual aprecia-se o cumprimento dos itens 9.1, 9.6 e 9.8, retro transcritos.

5. A unidade técnica, dando cumprimento ao item 9.9, acima, analisou detidamente, em sua instrução integralmente transcrita para o relatório precedente, as informações encaminhadas em razão das determinações contidas nos referidos itens.

6. Apesar de adotar as análises oferecidas pela unidade técnica como razões de decidir, entendo necessário destacar, ainda que sucintamente, e complementar, onde entender necessário, tais análises.

I - Equilíbrio estrutural entre oferta e demanda e risco de déficit de energia

7. O MME afirma que há uma sobra estrutural de 7.303 MW médios para este ano de 2015. Não obstante, concordo com a conclusão da unidade técnica quando afirma, após ponderar que esse número reflete apenas uma diferença global entre a capacidade média de geração de energia e a demanda média, que tal análise estática não leva em consideração as sazonalidades dos níveis de reservatórios, o que pode resultar em ofertas menores de energia durante o período seco ou após verões pouco chuvosos, o que descreve exatamente a situação ora observada no país.

8. Em uma análise dinâmica do suprimento de energia, o ONS oferece duas hipóteses:
- a) com despacho pleno das térmicas e utilizando-se as 82 séries históricas, os riscos de qualquer déficit de energia seriam 6,1%, 0,0%, 4,9% e 0,0% para os sistemas Sudeste/Centro Oeste, Nordeste, Sul e Norte, respectivamente;
 - b) com despacho pleno das térmicas e utilizando-se de 2.000 séries de afluições, conforme previsto na metodologia do sistema de planejamento, os riscos de qualquer déficit passam a ser 9,6%, 1,8%, 9,2% e 1,7% para os sistemas Sudeste/Centro Oeste, Nordeste, Sul e Norte, respectivamente.
9. O MME acrescenta que, considerando a configuração do sistema do Plano Mensal de Operação do mês de fevereiro/2015, e tomando-se as 82 séries históricas, os riscos de qualquer déficit de energia seriam 7,3% e 1,2% para os sistemas Sudeste/Centro Oeste e Sul, respectivamente.
10. Adicionalmente, a unidade técnica informa que o primeiro patamar do custo do déficit de energia – estabelecido na metodologia de operação do sistema elétrico como a situação na qual o Custo Marginal de Operação - CMO é igual a R\$ 1.420,34 por MW -, foi superado em duas semanas durante o mês de fevereiro de 2015 (conforme itens 23 a 26 da instrução).
11. A partir dessas informações, e tendo em mente as análises oferecidas pela unidade técnica em sua instrução, considero importante destacar alguns aspectos.
12. O primeiro aspecto diz respeito à inexistência de normas que estabeleçam com clareza as linhas de ação a serem adotadas caso ocorra a superação dos referidos “limite de risco de déficit de energia” e “primeiro patamar do custo do déficit”.
13. O limite de 5% para o risco de déficit de energia foi estabelecido pelo CNPE como parâmetro para o planejamento da expansão da capacidade de geração e transmissão de energia e não como um parâmetro operacional. Talvez em razão disso não tenham sido formalmente estabelecidas ações a serem adotadas caso o risco de déficit de energia, a qualquer momento, se torne superior ao limite estabelecido. Não obstante isso, não é razoável entender que a nível de planejamento seja inaceitável que esse limite de risco seja ultrapassado, que em termos de custos para a sociedade seja construída e mantida uma infraestrutura de geração e transmissão de energia que garanta um risco de déficit de energia em patamares inferiores a 5%, mas que, em nível operacional ultrapassar esse limite não traga nenhuma consequência.
14. Só posso entender como razoável e lógico que a operação dos sistemas de transmissão e geração de energia também deve ter esse limite de risco de déficit de 5% em mente. Apesar de a operação dos sistemas estar voltada para o atendimento da demanda, o que remete ao momento presente, não é razoável que essa operação se descuide das possibilidades de atendimento futuro dessa demanda, e passe a utilizar os recursos do sistema de forma apenas imediatista.
15. Em suporte a essa afirmação, observo que os despachos de térmicas refletem por si sós clara preocupação com o momento futuro. A ordem de mérito econômico dos despachos, baseia-se em um modelo de elevação dos custos da energia em consequência da redução dos níveis dos reservatórios, fazendo com que as termelétricas sejam despachadas progressivamente, no momento que seus custos operacionais igualarem o custo da energia calculado pela metodologia. Isso faz com que a operação economize a água disponível para utilização futura mesmo que isso represente elevação dos custos da energia para o consumidor no momento presente. Os despachos de termelétricas fora da ordem do mérito econômico, ou seja, antes mesmo que o sistema indique sua necessidade, refletem de forma ainda mais clara a preocupação do operador do sistema com a disponibilidade de água para atendimento futuro da demanda. Não é por outra razão que esse mecanismo é denominado de “aversão ao risco de déficit de energia”.
16. Assim, mesmo apesar de inexistir regulamentação clara a respeito, entendo que a superação do limite estabelecido de risco de déficit de energia deveria disparar ações estratégicas e operacionais, em adição aos referidos despachos de termelétricas por ordem de mérito ou fora da ordem, buscando garantir que o risco de déficit de energia mantenha-se abaixo do limite definido de 5%.

17. Com relação à superação do primeiro patamar de custo de déficit de energia, a Resolução Homologatória nº 1.837/2014 da Aneel que estabeleceu os valores dos patamares para o ano de 2015, também estabeleceu, no mesmo instrumento, que a superação do primeiro patamar de custo de déficit deve ter por consequência uma Redução de Carga – RC (redução compulsória de consumo) maior que zero e menor que 5% ($0\% < RC \leq 5\%$). Em paralelo e aparente contradição, o art. 6º, § 1º, da Resolução 109/2002 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, estabelece que os “valores obtidos para a função Custo do Déficit não implicam acionamento de medidas de redução compulsória de consumo”.

18. Em decorrência dessas ponderações, e mesmo não havendo clareza normativa sobre as consequências a serem dadas à constatação de que os referidos “limite de risco de déficit de energia” e “primeiro patamar do custo do déficit” foram superados, entendo que ações deveriam ser adotadas pelos órgãos competentes de forma a fazer com que o risco apontado por tais indicadores seja reduzido ou, não sendo possível, pelo menos com que tal risco não seja ampliado.

19. O segundo aspecto diz respeito exatamente à ausência de clareza sobre as responsabilidades de cada órgão com relação à eventual necessidade de adoção de medidas estratégicas ou operacionais para redução ou contenção do risco de déficit, caso os referidos limite e parâmetro sejam superados. A título de exemplo, não há qualquer indicação de a quem caberia apreciar e decidir sobre a adoção das já referidas medidas de redução compulsória de consumo (corte de carga) quando superado o primeiro patamar de custo de déficit, conforme indicado na já referida Resolução Homologatória nº 1.837/2014 da Aneel.

20. Sobre essas questões (adoção de providências em razão do crescente aumento do custo/risco do déficit de energia, e mais especificamente, sobre a possibilidade de adoção de redução compulsória de consumo), a unidade técnica aponta que, ouvido o MME a respeito:

“27. (...) A resposta dada foi no sentido de que a interpretação dos riscos de déficit considerando os ‘rationamentos preventivos’, bem como os próprios montantes desses ‘déficits preventivos’, deve ser feita de maneira adequada (peça 129 e peça 114, p. 3).

28. Esclarece que tais déficits estão associados a uma estratégia matemática e de implementação computacional nos modelos utilizados para o planejamento da expansão e operação do sistema hidrotérmico brasileiro, na busca de uma solução de compromisso entre a segurança e os impactos nos custos de operação do sistema.

29. Não gera, portanto, uma decisão obrigatória de racionamento preventivo de energia. ‘A implementação de um racionamento de energia somente se daria na situação em que o parque gerador [...] e o sistema de transmissão não tenham capacidade de atender a demanda de energia prevista no horizonte de análise’. Ademais, o período úmido de 2015 ainda não se encontra consolidado (peça 114, p. 5).”.

21. Quanto a isso, considero importante destacar a posição da unidade técnica a respeito das questões sob discussão (itens 30 a 42 da instrução transcrita para o relatório), posição com a qual concordo (negritos meus):

“30. Vale observar que a ausência da redução do consumo hoje representa incremento da possibilidade futura de desabastecimento de energia. É que o atendimento da plena carga exige um maior deplecionamento dos reservatórios de água, podendo resultar em impossibilidade de geração hidroelétrica futura, principalmente nos períodos de menores afluências hídricas.

31. Percebe-se o dilema decisório entre decretar um racionamento preventivo hoje, arcando com os respectivos custos político e econômico, e, em razão de chuvas abundantes futuras, tal decisão ter sido desnecessária. Por outro lado, não se decretar um racionamento preventivo conjugado com o agravamento da escassez de chuvas, pode tornar o racionamento compulsório, muito mais intenso e prolongado, no futuro.

32. Cabe destacar que os modelos matemáticos e computacionais utilizados no planejamento e operação do setor são modelados exatamente para avaliar economicamente esse dilema, levando-se em conta séries históricas e os níveis atuais e projetados de reservatórios e demanda.

33. O Governo, conforme se verificou nesta fiscalização, não tem seguido os resultados dos modelos matemáticos e computacionais à risca, tendo confiado na expectativa de uma redução não compulsória de consumo e na adoção de medidas conjunturais para reforço da geração no curto prazo, além de um cenário hidrológico mais favorável no futuro.

34. Conforme já analisado e mais à frente aprofundado, a operação do sistema à revelia do modelo traz o benefício imediato de atendimento total da carga, mas, por outro lado, aumenta o risco de déficit de energia no futuro para patamares acima do tolerado pelo CNPE, além de gerar distorções consideráveis na comercialização de energia entre os agentes do setor, especialmente os geradores hídricos.

35. A redução do consumo de energia pode, de fato, ocorrer por vários motivos. A economia encontra-se em processo de recessão, ocorreram elevados aumentos de preços da energia elétrica em 2015, originados da implantação das bandeiras tarifárias, reajustes e revisões tarifárias, e iniciaram-se campanhas de redução de consumo de água e energia.

36. Estudos preliminares apresentados pelo ONS e pela EPE no evento Agenda Setorial 2015 - Abastecimento e Preço, realizado em 19/3/2015, mostram que o aumento da carga em 2015, quando comparado com 2014, deve ser menor do que o inicialmente estimado. A expectativa é de que o crescimento fique em torno de 0,2%, ante 3,2%.

37. A queda, segundo o ONS, se deve à desaceleração da economia, que por si só já baixaria o crescimento da carga para algo entre 0,8% e 1%. A campanha de racionalização do uso da energia pode baixar essa estimativa para próximo de 0,2% (peça 168).

38. As medidas que estão sendo adotadas para reforço conjuntural da oferta de energia também podem colaborar para um maior acúmulo de água nos reservatórios e, sem dúvida, podem concorrer para a melhoria da segurança energética. Não se sabe, entretanto, quão efetivas serão essas medidas adotadas e se suficientes.

(...)

40. Muito embora a diminuição do consumo e o reforço da geração tendam a mitigar o risco de desabastecimento energético, não impedem que ele ocorra. Fato é que os principais reservatórios brasileiros, situados nas regiões SE/CO, que representam 70% dos reservatórios hidroelétricos nacionais, encontram-se em níveis baixos, registrando, em dezembro, janeiro, fevereiro e março recordes históricos negativos.

41. Sabendo-se que 75% de toda a energia produzida no Brasil provém de fonte hídrica, fica evidente a extrema dependência da ocorrência de chuvas nos próximos meses para que se evite uma insuficiência de oferta de energia.

42. Observa-se que o registro de CMOs acima do primeiro patamar do custo do déficit, bem como percentuais de riscos para subsistemas acima do valor tolerável, já são indicativos da crise energética.”.

22. Em razão do grave quadro descortinado por esse monitoramento – risco de déficit de energia atingindo quase o dobro do limite fixado pelo CNPE e superação do primeiro patamar de custo do déficit durante pelo menos duas semanas em fevereiro – combinado com a aparente ausência de adoção de ações pelos órgãos governamentais, entendendo devam ser adotadas duas medidas por esta Corte.

23. Primeira, entendendo ser necessário dar ciência ao Conselho Nacional de Política Energética - CNPE e ao Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CSME de que o limite tolerável de risco de déficit de energia estabelecido na Resolução CNPE 1/2004, equivalente a 5%, foi superado, tendo atingido quase o dobro do previsto (9,5% e 9,2% para os sistemas SE/CO e Sul, respectivamente, segundo informações prestadas pelo ONS) e que, apesar de já

haver indicadores para adoção de redução compulsória de consumo em razão da superação do primeiro patamar de Custo Marginal de Operação-CMO (conforme Resolução Homologatória nº 1.837/2014 da Aneel), nenhuma decisão nesse sentido foi ainda adotada.

Segunda, considero necessário diligenciar o MME para que informe a este Tribunal a qual órgão cabe apreciar e deliberar sobre a adoção de medidas de contenção/redução dos custos/riscos de déficit de energia elétrica, como, por exemplo, a redução compulsória de consumo de energia (corte de carga) constante da Resolução Homologatória nº 1.837/2014 da Aneel, e, ainda, quais medidas de contenção/redução dos custos/riscos de déficit de energia elétrica foram adotadas em razão da superação dos referidos limite de risco de déficit e primeiro patamar de custo de déficit.

II - Confiabilidade dos parâmetros e limites de custo/risco de déficit

24. A par dessas análises, a unidade técnica destacou que, dada a situação dos reservatórios das usinas hidrelétricas, os percentuais de risco de déficit apontados pelo ONS a partir de dados do sistema parecem estar subavaliados.

25. Com efeito, conforme aponta a unidade técnica, os atuais patamares de custo de déficit foram estabelecidos em 1998 e desde então foram apenas atualizados, pelo que, decorridos 17 anos, poderiam estar defasados, e em consequência sub ou superavaliados.

26. Não obstante, concordo com a unidade técnica no sentido de que as duas principais medidas estruturais que impactam os modelos matemáticos utilizados no planejamento e operação do sistema elétrico - reavaliação do custo do déficit e reavaliação das garantias físicas das UHEs - já foram determinadas ao MME por esta Corte neste processo de Segurança Energética e, após superado um impasse inicial, encontram-se em andamento, pelo que nada haveria a ser proposto com relação a essa questão.

III - Disponibilidade de usinas térmicas para geração de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN)

27. Informações apresentadas pela Aneel e pelo ONS demonstram que da capacidade de geração do parque termelétrico instalado, estimada em 21.993 MW, foram retirados de operação comercial 1.259 MW, restando, portanto, 20.734 MW. Considerando, entretanto, que havia 2.432 MW em manutenção e 2.275 MW em restrição operativa, restariam 16.027 MW efetivamente disponíveis.

28. Confirma-se, assim, uma das hipóteses aventadas no início do presente trabalho de Segurança Energética como causas de desequilíbrio estrutural na capacidade de geração de energia elétrica.

29. De qualquer forma, é importante considerar que, em março de 2013, a indisponibilidade era ainda maior: para 20.208 MW de capacidade instalada havia então apenas 14.533 MW disponíveis. De 2013 para 2015, portanto, período em que os órgãos competentes foram instados, no âmbito deste processo de segurança energética, a analisar e explicar os descompassos observados entre a capacidade nominal instalada e a capacidade efetivamente disponibilizada, houve incremento considerável na disponibilidade de capacidade de geração termelétrica.

30. Conforme acentua a unidade técnica, as informações indicam que a atuação da Aneel nas condições de operação das usinas térmicas e nas razões de suas inoperabilidades tem sido determinante para elevar o percentual de capacidade disponível, havendo indícios de que esse percentual ainda sofrerá incremento ao longo do presente exercício, o que representa um aumento na segurança do sistema energético no presente momento, especialmente em razão da sua contribuição para a preservação dos níveis de água nos reservatórios das hidrelétricas.

31. Em razão da atenção que passou a ser dada à matéria pela área governamental, e das perspectivas de incremento no percentual de disponibilidade das usinas termelétricas, deixo de propor qualquer recomendação adicional a respeito.

IV - Atrasos na conclusão de empreendimentos de geração e transmissão de energia

32. O MME informou que, em 31/12/2014, encontravam-se em atraso obras de geração de energia equivalentes a 7.579,33 MW de potência instalada, representando 3.511,35 MW médios de garantia física.
33. Relativamente à transmissão, 62 empreendimentos encontram-se em atraso médio de 28 meses. Isso não provoca impactos apenas na capacidade de transmissão de energia, mas também na oferta de geração de energia, vez que alguns empreendimentos de geração já prontos ficam impedidos de se conectarem ao sistema nacional (entre os quais, apenas a título de exemplo, 62 usinas eólicas, com potência instalada de 1.621 MW, ou a UHE Teles Pires, que já conta com uma unidade geradora de 364 MW apta a gerar).
34. Segundo a unidade técnica, as causas apontadas para tais atrasos são o licenciamento ambiental, a viabilidade financeira, alterações em características técnicas, situação fundiária, ritmo de execução das obras e disponibilidade de combustíveis.
35. Confirma-se, assim, uma segunda hipótese aventada no início do presente trabalho de Segurança Energética como causa de desequilíbrio estrutural de geração de energia elétrica, pois um montante expressivo de capacidade de geração de energia, cuja necessidade havia sido estabelecida pelo planejamento, encontra-se indisponível, agravando o desequilíbrio entre disponibilidade e demanda de energia neste momento conjuntural crítico.
36. Uma análise mais aprofundada e específica das razões desses atrasos nas obras de geração e transmissão de energia encontra-se sendo realizada no âmbito do TC-029.387/2013-2, pelo que deixo de me aprofundar na questão ou traçar qualquer recomendação adicional a respeito.

V - Tratamento dado no planejamento de longo prazo à indisponibilidade de usinas térmicas, aos atrasos em obras e à superavaliação de garantias físicas

37. Conforme apontado pela unidade técnica, as indisponibilidades das usinas térmicas e os atrasos em obras vem sendo considerados na metodologia de planejamento da expansão do sistema de geração de energia elétrica, quer seja porque adotam informações fornecidas pelo ONS referentes às reais disponibilidades das termelétricas, quer seja porque as obras vem sendo regularmente acompanhadas pelo CSME com atualizações anuais do PDE. Com relação a esses fatores, portanto, o resultado do planejamento já estaria sensibilizado.
38. Subsistem, entretanto, duas questões não inteiramente resolvidas.
39. A primeira delas diz respeito ao não aproveitamento de informações relativas a despachos de termelétricas fora da ordem de mérito econômico, realizados pelo ONS por razões de aversão a risco, o que produz um retrato distorcido da realidade operacional para o sistema de planejamento, reduzindo a confiabilidade de seus resultados e projeções.
40. A segunda diz respeito à já comentada superavaliação das garantias físicas - desequilíbrio estrutural já reconhecido no PDE quando afirma que a soma das garantias físicas individuais é maior que atual garantia física total do sistema, conforme aponta a unidade técnica -, problema que tende a ser resolvido com os novos trabalhos de revisão das garantias físicas que serão desenvolvidos pelos órgãos competentes em razão das determinações exaradas por este Tribunal no âmbito deste trabalho de Segurança Energética.
41. A unidade técnica salienta que, enquanto a questão aguarda a implementação dos trabalhos, a solução dada ao problema do descompasso entre a garantia física nominal das usinas e as respectivas capacidades reais de geração de energia é a contratação de energia de reserva, que já atingiu o montante de 9.778 MW com custo estimado de R\$ 70 bilhões para os próximos 20 anos.
42. Essa solução eleva o custo total da energia gerada, elevação que recairá, mais uma vez, sobre o consumidor, de forma não aceitável. Por um lado, as usinas são remuneradas com base nas respectivas garantias físicas, e, portanto, estão sendo remuneradas em excesso, vez que não conseguem

efetivamente produzir a energia especificada. Por outro lado, em adição a esse pagamento indevido, mas para garantir a segurança do sistema, um montante equivalente de energia precisa ser contratado, e o respectivo custo rateado entre os consumidores. Isso faz com o consumidor pague duas vezes pelo mesmo montante de energia. Baseado nos dados fornecidos pela unidade técnica, tal custo adicional pode ser estimado em R\$ 3,5 bilhões anuais.

43. Por essas razões, entendo necessário recomendar à EPE que analise a possibilidade de alimentar o sistema de planejamento com as informações relativa aos despachos fora da ordem econômica de mérito e ao MME (EPE e Cepel) que priorizem os trabalhos de revisão das garantias físicas das usinas, não só para que os resultados do planejamento estejam corretos, mas também para que seja evitada a elevação desnecessária e inaceitável do custo da energia para o consumidor em razão da contratação (em duplicidade) de energia de reserva.

VI - Demais itens constantes do Acórdão 184/2015-Plenário sujeitos à monitoramento

44. Os demais itens constantes do Acórdão 184/2015-Plenário, aí incluída a análise das respostas eventualmente apresentadas à audiência por descumprimento de determinação desta Corte, requerem maior prazo para ser respondidos e analisados, pelo que serão objeto de instrução futura nestes autos de monitoramento.

45. Acolhendo sugestão da unidade técnica, entendo que a análise das respostas às audiências pode e deve ser separada do presente monitoramento, pelo que proponho sejam realizadas em processo apartado.

Por todo o exposto, concordando com as propostas oferecidas pela unidade técnica e apenas complementando os encaminhamentos sugeridos, 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 29 de abril de 2015.

AUGUSTO SHERMAN CAVALCANTI

Relator